ЭНЕРГОСЕТЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСеть»
Саморегулируемая организация «Гильдия проектировщиков» СРО-П-006-28052009
Регистрационный номер в реестре СРО: 228, дата регистрации 24.01.2018
г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Хамовники, ул. Малая Пироговская, д. 18, стр. 1, помещ. XI – комн.19

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП- 10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ – филиала ПАО «Россети Московский регион».

Рабочая документация

БКТП 10/0,4 кВ с тр-ми 2х1000 кВА

Система телемеханики и учета э/э

с включением в АИИС КУЭ

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ

РОССЕТИ

0 920000 630963

ЭНЕРГОСЕТЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСеть»
Саморегулируемая организация «Гильдия проектировщиков» СРО-П-006-28052009
Регистрационный номер в реестре СРО: 228, дата регистрации 24.01.2018
г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Хамовники, ул. Малая Пироговская, д. 18, стр. 1, помещ. XI – комн.19

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП- 10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ – филиала ПАО «Россети Московский регион».

Рабочая документация

БКТП 10/0,4 кВ с тр-ми 2х1000 кВА

Система телемеханики и учета э/э

с включением в АИИС КУЭ

319442.ЭС.2024-ТП.ЭС

Главный инженер проекта **А.В. Боровков**

Регистрационный номер НОПРИЗ

ПИ-095935

2025

ХимСтройЭнерго
НАУЧНО ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ

Общество с ограниченной ответственностью НПК «Химстройэнерго»
г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Хамовники,
ул. Малая Пироговская, д. 18, стр.1, помещ. XI, ком. 16
Саморегулируемая организация «Ассоциация проектировщиков
Содействия организациям проектной отрасли» СРО-П-166-30062011
Регистрационный номер в реестре СРО: 1631 от 28.02.2018

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП- 10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ – филиала ПАО «Россети Московский регион».

Рабочая документация

БКТП 10/0,4 кВ с тр-ми 2х1000 кВА

Система телемеханики и учета э/э

с включением в АИИС КУЭ

319442.ЭС.2024-ТП.ЭС

Главный инженер проекта **Е.С. Вершинин**

Регистрационный номер НОПРИЗ

ПИ-046247

2025

Перв. примен.

Справ. №

Содержание

Лист	Наименование	Примечание
1	Общие данные	
2	Ведомость разделов комплекта рабочей документации	
3	Ведомость ссылочных и прилагаемых документов	

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.

Должность	Фамилия	Подпись	Дата
Гл. инженер проекта	Вершинин		

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев		
ГИП		Вершинин		

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ТП

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

Общие данные

Стадия	Лист	Листов
РД	1	3

ООО «ХимСтройЭнерго»

Копировал:

Формат А4

Ведомость разделов комплекта рабочей документации		
Лист	Наименование	Шифр
1-3	Общие данные	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ТП
1-37	Пояснительная записка	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ПЗ
1-9	Описание информационного обеспечения	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ П5
1	Кабельный журнал	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ КЖ
1	Схема структурная комплекса телемеханики и АИИСКУЭ ТП и АВР 6-20 кВ	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С1.1
1	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» Схема внутренних соединений	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ СБ
1	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» Сборочный чертеж	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ВО
1-2	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» Схема внешних соединений	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С5.1
1	Схема интеграции приборов учёта	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С5.2
1-4	Схема подключения цепей контроля и управления в ТП	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4
1	Схема трасс прокладки кабельных линий телемеханики и АИИСКУЭ	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С7
1	Спецификация оборудования и материалов для ТП	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ В4

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Листов	Наименование	Примечание
	Прилагаемые документы	
Приложение 1	Техническое задание (типовое) Установка системы телемеханики и учёта ЭЭ в ТП 0,4/6/10/20кВ с включением в АИИС КУЭ	
Приложение 2	Принципиальная однолинейная схема 2БКТП	
Приложение 3	Компоновка оборудования 2БКТП	
Приложение 4	Свидетельство о допуске к работам	№ 05-П-02122009
Приложение 5	Сертификат соответствия	№ ЕАЭС RU C-RU.HP15.B.00540/20
Приложение 6	Заключение аттестационной комиссии	№IIПД-6/22
Приложение 7	Заключение аттестационной комиссии	№ПЗ-60/20
Приложение 8	Заключение аттестационной комиссии	№ IIПД -86/21
Приложение 9	Заключение аттестационной комиссии	№ПЗ-44/20
Приложение 10	Заключение аттестационной комиссии	№ПЗ-49/21
Приложение 11	Лицензия на деятельность по разработке и производству средств защиты конфиденциальной информации	КИ 0269 № 013509
Приложение 12	Лицензия на осуществление разработки и производства средств защиты	ЛСЗ № 0015122 Рег. № 16434 Н
Приложение 13	Сертификат IEC 61850	№ 10057347-INC 17-2443
Приложение 14	Свидетельство об утверждении типа средств измерений (УСПД «TOPAZ IEC DAS»)	RU.C.33.004.A № 64392
Приложение 15	Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	№ 2012619552
Приложение 16	Протокол испытаний на соответствие требованиям по параметрам ЭМС	№ 0501-2-17

Оглавление

1. Общие положения ... 3
1.1. Наименование системы ... 3
1.2. Основание для разработки ... 3
1.3. Стадия проектирования ... 3
1.4. Сроки выполнения работ ... 3
1.5. Цели, назначение и область использования ... 3
1.6. Соответствие проекта телемеханики ТП действующим правилам и нормам ... 3
1.7. Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании ... 5
2. Описание процесса деятельности ... 6
2.1. Описание объекта автоматизации ... 6
2.2. Описание организационной структуры ... 6
2.3. Описание процесса деятельности ... 6
2.3.1. Организация контроля функционирования силового оборудования ... 6
2.3.2. Организация учета электроэнергии ... 7
2.3.3. Организация контроля ПКЭ ... 7
3. Основные технические решения ... 8
3.1. Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы ... 8
3.1.1. Решения по структуре системы автоматизации ... 8
3.1.2. Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы ... 9
3.1.3. Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости ... 10
3.2. Решения по режимам функционирования системы телемеханики ... 11
3.2.1. Функционирование системы автоматизации ТП в нормальном режиме ... 11
3.2.2. Пуск и останов подсистемы телемеханики ... 11
3.2.3. Пуск и останов подсистемы Учета ... 11
3.2.4. Функционирование системы в режиме аварии электропитания ... 12
3.2.5. Функционирование при обрыве каналов передачи данных ... 12
3.2.6. Функционирование в режиме повышенной информационной нагрузки ... 12
3.2.7. Регламент функционирования ИВК Филиал «Новая Москва» ... 13
3.3. Описание основных функций системы автоматизации подстанции ... 14
3.3.1. Телеуправление ... 14
3.3.2. Телесигнализация ... 15
3.3.3. Измерение электрических параметров ... 17
3.3.4. Учет электроэнергии ... 17
3.3.5. Контроль параметров качества электроэнергии ... 18
3.3.6. Обеспечение информационной безопасности ... 19
3.3.7. Обеспечение синхронизации времени элементов комплекса ... 25
3.4. Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте ... 27
3.4.1. Общие сведения о ПТК ... 27
3.4.2. Структура комплекса технических средств ТП ... 27
3.4.3. Основные характеристики контроллеров подстанции ... 28
3.4.4. Основные характеристики устройств телемеханики ... 29
3.4.5. Решения по электропитанию технических средств телемеханики ... 30
3.4.6. Заземление технических средств ... 32
3.4.7. Решения по размещению технических средств на объекте ... 32
3.4.8. Решения по защите от несанкционированного доступа ... 33
3.5. Решения по составу информации и способам её организации ... 34
3.5.1. Организация сбора и передачи информации ... 34
3.5.2. Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта ... 34
3.5.3. Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» ... 35
3.6. Решения по составу программного обеспечения ... 38

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ПЗ

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ

Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
РД	1	42

ООО «ХимСтройЭнерго»

Формат А4

3.6.1. Описание программного обеспечения КТС 38
3.6.2. Описание специализированного ПО 38
4. Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в эксплуатацию 41
4.1. Объектная привязка 41
4.2. Порядок проведения совместных испытаний комплекса телемеханики и устройства АВР 6–20кВ. 42

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	319442.ЭС.2024–ТП.ТМ ПЗ	Лист 2

Формат А4

1. Общие положения.

1.1. Наименование системы

1.1.1. Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ.

1.2. Основание для разработки

1.2.1. Техническое задание (типовое). Установка базовой системы телемеханики и учёта ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ.

1.3. Стадия проектирования

Рабочая документация.

1.4. Сроки выполнения работ

2025 год.

1.5. Цели, назначение и область использования.

Целью настоящего проекта является разработка следующих решений:

- Разработка типовых решений по построению систем комплексной автоматизации трансформаторных подстанций (ТП) среднего напряжения, выполненных на ячейках различных производителей (RME, КРУЭ ЭПА, CHINT или их аналогах), с АВР по высокому напряжению.
- Разработка типовых решений по установке и подключению модулей телемеханики непосредственно в КРУ.
- Разработка типовых решений по подключению счётчиков электрической энергии к комплекту ТМ/УСПД.
- Разработка алгоритмов взаимодействия телемеханики и устройства АВР 6–20 кВ
- Разработка алгоритмов восстановления схемы АВР по командам диспетчера после срабатывания АВР.

Проект разрабатывается на базе решений типового проекта 319442.ЭС.2024–ТП.ТМ с учетом опыта, полученного в процессе эксплуатации аналогичных систем, а также с учетом изменившихся требований к объему информации.

Настоящая система ТМ и АИИСКУЭ предназначена для осуществления автоматизированного контроля и управления режимами электроснабжения, режимами работы электрооборудования ТП, контроля качества электрической энергии, а также для сбора информации и потреблении электрической энергии.

Данная система осуществляет сбор и обработку данных, а также передачу данных на вышестоящие уровни. Система интегрируется в систему диспетчерского контроля соответствующего эксплуатационного района НМ – филиала Филиал «Новая Москва» в качестве подсистемы уровня контролируемого пункта, а также осуществляет взаимодействие с уровнем ИВК системы АИИСКУЭ «Энергоучет» – филиала Филиал «Новая Москва», в качестве подсистемы уровня ИВКЭ.

Настоящим проектом предусматривается разработка и согласование с техническими службами Заказчика основных технических решений, которые в дальнейшем применяются для привязки проектной документации для конкретных объектов строительства. В связи с этим, в графической части документации представлены все принципиально важные технические решения, не подлежащие изменениям при привязке проектной документации. Технические решения, которые должны быть приняты в ходе привязки проекта для конкретного объекта строительства, отмечены соответствующими сносками и комментариями.

1.6. Соответствие проекта телемеханики ТП действующим правилам и нормам

1.6.1. Применяемое оборудование соответствует требованиям регламентов таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», и имеет соответствующие сертификаты соответствия.

1.6.2. Для построения систем автоматизации объектов распределительной сети применяется оборудование, прошедшее в установленном порядке аттестацию на соответствие требованиям стандартов ПАО «РОССЕТИ»,

и имеющее действующее аттестационное свидетельство и рекомендацию к применению на объектах ПАО «РОССЕТИ».

1.6.3. Оборудование телемеханики соответствует требованиям, установленным к измерительным и управляющим комплексам в ГОСТ 24.104-2023.

1.6.4. Применяемое оборудование включено в Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации (Реестровый №№ 10272167, 10296167, 10498707)

1.6.5. Программное обеспечение комплекса имеет соответствующее свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

1.6.6. Применяемое программное обеспечение включено в Единый реестр российских программ для электронно-вычислительных машин и баз данных

1.6.7. Применяемое оборудование и программное обеспечение средств информационной безопасности, сети передачи данных, АСУТП, ТМ сертифицировано ФСТЭК России.

1.6.8. Устройства телемеханики, применяемые в проекте имеют сертификат соответствия ГОСТ IEC 60870-4-2011 и соответствует следующим техническим требованиям: Класс безотказности – R3, Класс готовности A3, Класс ремонтопригодности M4, Класс времени ремонта RT4, Класс достоверности данных I3 (вероятность появления необнаруженных ошибок – не выше 10^{-14}

1.6.9. Технические решения соответствуют требованиям «Правила устройства электроустановок» (Госэнергонадзор, 7-е изд., Дополненное с исправлениями. «Энергосервис», 2009 г.).

1.6.10. Предусмотрено защитное заземление нетоковедущих частей оборудования и корпусов технических средств в соответствии с ГОСТ 12.1.030.

1.6.11. Оборудование передачи данных, устанавливаемое на подстанции соответствует ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005.

1.6.12. Протоколы обмена данными между средствами телемеханики и защитной автоматики в шинах передачи данных уровня контролируемого пункта соответствуют спецификациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2006

1.6.13. Протокол обмена данными с приборами учета электрической энергии соответствует спецификации СПОДЭС

1.6.14. Протоколы обмена данными с вышестоящими уровнями соответствуют спецификациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2006 и IEC 61850-8.1 (MMS)

1.6.15. Устройства сбора и передачи данных (УСПД) соответствуют требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019.

1.6.16. Проектируемая система соответствует 3-му классу защищенности, согласно Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. №31 и уровню 1Г согласно требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

1.6.17. Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России №76 от 02.06.2020 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗТИ и СОБИТ».

1.7. Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании

1.7.1. СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4 – 220кВ. Стандарт организации «ПАО» РОССЕТИ».
1.7.2. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кв и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ.
1.7.3. СТО 34.01-4.1-009-2019. Методические указания по проектированию и эксплуатации технологических защит и автоматики, выполненных на базе микропроцессорной техники на объектах электросетевого комплекса ПАО «РОССЕТИ».
1.7.4. ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 Сети и системы связи на подстанциях. Стандарт организации ПАО «РОССЕТИ».
1.7.5. СТО 34.01-5.1-009-2019. Приборы учёта электроэнергии. общие технические требования
1.7.6. ГОСТ Р 59793—2021 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
1.7.7. ГОСТ 34.201—2020 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов.
1.7.8. ГОСТ Р 59795—2021 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
1.7.9. ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия.
1.7.10. ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93. Устройства и системы телемеханики. Основные положения.
1.7.11. ГОСТ Р 21.1101-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой)
1.7.12. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
1.7.13. ГОСТ 24.104-2023. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
1.7.14. ГОСТ 12.2.007.0-75 Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
1.7.15. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
1.7.16. ГОСТ Р 51318.22-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
1.7.17. ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования;
1.7.18. ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов.

2. Описание процесса деятельности

2.1. Описание объекта автоматизации

Все технические решения разрабатываются для проходных и тупиковых двухлучевых трансформаторных подстанций, укомплектованных КРУ на базе моноблоков различных производителей (RME, КРУЭ ЭПА, CHINT и пр.). Настоящим проектом разрабатываются решения для следующих типовых конфигураций моноблоков, формирующих типовые однолинейные схемы (приложение 1):

- IIII+IDI (CCCC+CVC) кабельный моноблок из четырех выключателей нагрузки на общей шине + трансформаторный моноблок из выключателя нагрузки, силового выключателя и выключателя нагрузки на общей шине в каждом луче.

Коммутационные аппараты ячеек совмещают в себе функции выключателей нагрузки (ВН) и заземляющего разъединителя (ЗР) и имеют три положения (Включено, Отключено, Заземлено).

Все ячейки линейных выключателей нагрузки (ЛВН), шинных выключателей нагрузки (ШВН) и секционных выключателей нагрузки (СВН) укомплектованы моторизованными приводами, которые обеспечивают возможность дистанционного управления коммутационным аппаратом и контроля его положения.

Ячейки силовых выключателей (ВЭ), шинных разъединителей (ШР) и секционных разъединителей (СР) моторизованными приводами не комплектуются, однако указанные функции должны комплектоваться дополнительными контактами, сигнализирующими положение коммутационного аппарата.

Ячейки ВН вводных и отходящих линий оборудованы указателем прохождения тока короткого замыкания (УТКЗ). Дискретный выход УТКЗ настраивается на подачу короткого импульса (около 100мс) в момент срабатывания индикатора.

Для учёта электрической энергии на ТП устанавливаются приборы учёта, которые подключаются к измерительным трансформаторам тока. Данные с этих приборов учёта передаются в комплект ТМ/УСПД, устанавливаемый в ТП.

Для взаимного резервирования питания секций сборных шин (СШ) 6–20кВ трансформаторная подстанция также укомплектована устройством АВР (шкафом АВР 6–20кВ). Функции АВР реализуются в трансформаторных моноблоках КРУ. Работа устройства АВР заключается в следующем. При нарушении параметров напряжения (понижение, исчезновение одной, двух или трех фаз, нарушение порядка чередования фаз) на шинах 0,4 кВ, шкаф АВР подает команду на отключение ячейки шинного выключателя нагрузки (ШВН) и по ее выполнении, выдает следующую команду на включение секционного выключателя нагрузки (СВН).

Устройство АВР, применяемое на трансформаторных подстанциях, имеет органы управления для ручного и дистанционного управления функциями и режимами работы АВР. Для дистанционного контроля режимов работы АВР предусмотрен ряд контрольных выходов типа «сухой контакт».

В качестве каналов связи трансформаторных подстанций с районным диспетчерским пунктом (РДП) применяются прямые каналы передачи данных (волоконно-оптическая линия, цифровой канал, GPRS-Internet).

Система телемеханики ТП интегрируется в автоматизированную систему диспетчерского контроля и управления (АСДКУ) РДП Московской кабельной сети (НМ). АСДКУ представляет собой интегрированную иерархическую систему управления, сочетающую функции оперативного и автоматического управления.

В общем случае структурная схема системы телемеханики трансформаторной подстанции имеет вид, представленный на чертеже 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С1.1.

2.2. Описание организационной структуры.

Техническое обслуживание электроустановок распределительных сетей осуществляет оперативный электротехнический персонал. Для оперативного решения задач технического обслуживания организовано круглосуточное дежурство оперативно-выездных бригад (ОВБ).

Обслуживание технических средств системы телемеханики осуществляется производственной службой СЭТМ НМ.

Обслуживание и пломбирование приборов учета электрической энергии осуществляет «Энергоучет» – филиал Филиал «Новая Москва».

2.3. Описание процесса деятельности.

2.3.1. Организация контроля функционирования силового оборудования.

При отсутствии телемеханики ТП, информацию об изменениях в распределительной сети диспетчер получает от оперативного персонала, находящегося непосредственно на объекте.

Для получения информации о режимах работы и состоянии оборудования, ОВБ обязаны периодически совершить осмотр оборудования всех неконтролируемых электросооружений. Такой способ мониторинга режимов

работы распределительной сети не позволяет своевременно получать актуальную информацию и не позволяет обеспечить требуемую эффективность принятия решений.

Управление распределительной сетью осуществляется путем выдачи заданий и бланков переключений установленной формы оперативно-выездным бригадам. Информацию о выполнении операций по управлению сетевыми распределительными устройствами диспетчер получает от оперативно-выездных бригад по телефонной связи.

Телемеханизация энергообъектов позволяет реализовать следующие важнейшие, с точки зрения организации процесса деятельности диспетчерского пункта распределительных сетей, функции:

- Обеспечение диспетчерской службы НМ средствами для дистанционного контроля и управления электрооборудованием.
- Обеспечение возможности дистанционного управления распределительной сетью
- Обеспечение оперативного персонала данными о режимах работы технологического оборудования.

В результате телемеханизации энергообъектов, процесс обновления информации осуществляется автоматически. Все изменения регистрируются в журнале и сохраняются в архивах с меткой времени возникновения события, что обеспечивает возможность просмотра событий за определенный промежуток времени. ТМ/УСПД позволяет получать актуальную информацию о состоянии распределительной сети и принимать своевременные решения об управлении сетью.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами позволяет диспетчеру самостоятельно выполнять операции по оперативному управлению режимами работы распределительной сети. Наличие в системе технических средств и программного обеспечения для определения аварийных ситуаций, определения места и характера повреждения, позволяет реализовать алгоритмы локализации мета возникновения аварии и восстановления нормального режима электроснабжения потребителей.

2.3.2. Организация учета электроэнергии

В соответствии с п.144 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442, приборы учета подлежат установке на границах балансовой принадлежности объектов электроэнергетики.

Для измерения электроэнергии на РУ-0,4 кВ в БКТП, точки коммерческого учета электроэнергии организуются на выводах отходящих линий 0,4 кВ.

Измерительные трансформаторы тока коммерческого учета устанавливаются на выводах шин отходящих фидеров 0,4 кВ.

Приборы коммерческого и технического учета устанавливаются на панелях или в шкафах учета, расположенных в помещении РУ-0,4 кВ или специальном помещении (пристройке).

В соответствии с п.145 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442, обязанность по обеспечению оснащения объекта приборами учета, а также по обеспечению допуска установленных приборов учета в эксплуатацию возлагается Филиал «Новая Москва».

В связи с тем, что данные приборы учета электроэнергии устанавливаются и допускаются в эксплуатацию в границах объекта Филиал «Новая Москва», то обязанности по обеспечению сохранности и целостности прибора учета, а также пломб и знаков визуального контроля, обязанности по снятию и предоставлению показаний лицам, определенным в соглашении с собственником прибора, возлагаются Филиал «Новая Москва». Обязанности по обеспечению поверки измерительных трансформаторов несет их собственник – Филиал «Новая Москва».

Реализация функции УСПД позволяет интегрировать все приборы контроля электроэнергии объекта в систему АИСИКУЭ филиала «Энергоучет» Филиал «Новая Москва», и автоматизировать процесс сбора данных и обработки показаний приборов учета.

2.3.3. Организация контроля ПКЭ

Контроль параметров качества электроэнергии, в отсутствии системы автоматизации и подсистемы контроля ПКЭ, осуществляется периодически, путем установки на проверяемом присоединении переносного прибора контроля параметров качества ЭЭ.

Установка на вводах РУ-0,4 кВ приборов учета электрической энергии, совмещающих функции прибора контроля параметров качества электрической энергии, позволит на постоянной основе контролировать ПКЭ, иметь архив отчетов. Наличие цифровых интерфейсов и встроенного web-сервера, позволяет осуществлять удаленный доступ к прибору для формирования и вычитывания отчетов ПКЭ.

3. Основные технические решения

3.1. Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.

3.1.1. Решения по структуре системы автоматизации

Комплекс средств автоматизации строится на базе комплекта оборудования, в состав которого входит Сервер сбора и обработки данных с программным обеспечением и необходимым набором интерфейсов связи для обеспечения всех коммуникаций, модули телемеханики для ввода и обработки дискретных сигналов, а также устройства, обеспечивающие бесперебойное электропитание оборудования автоматизации.

Сервер сбора и обработки данных, устанавливаемый на сетевых объектах распределительных сетей должен обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- Контроллер системы телемеханики (Контроллер ТМ, сервер ТМ);
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- Сервер доступа к данным;
- Сервер последовательных портов;
- Ethernet коммутатор/маршрутизатор
- GPRS (3G) модем/роутер;
- Сервер связи (FEP-процессор);
- Конвертер протоколов;
- Логический контроллер для реализации функций автоматики распределительной сети на уровне объекта автоматизации.
- Шлюз информационной безопасности

Комплекс технических средств автоматизации подстанции строится в соответствии со структурой силового и вспомогательного оборудования подстанции, и делится на подсистемы в соответствии с выполняемыми функциями. Это позволяет строить системы телемеханики ТП из типовых блоков и масштабировать систему в полном соответствии с развитием силового оборудования и функция системы. Кроме того, позволяет разрабатывать и внедрять типовые алгоритмы управления.

Программно-технический комплекс TOPAZ включает специализированные контроллеры, специально разработанные для решения задач управления распределительными сетями, и обеспечивает построение системы автоматизации в соответствии с моделью системы распределительной сети электроснабжения.

3.1.1.1. Подсистема телемеханики

Подсистема телемеханики строится как иерархическая распределенная система сбора данных, в которой выделяются три основных подуровня.

На нижнем уровне система должна включать первичные источники измерительной и дискретной информации.

Средний уровень системы включает в себя контроллеры присоединений, выполняющие функции сбора и обработки информации и выдачи команд управления коммутационными аппаратами.

Верхний уровень системы телемеханики представляет собой сервер сбора, обработки и передачи данных TOPAZ DAS MX240-E4Tx1000-R8-2GSM-TM. Сервер сбора, обработки и передачи данных, в соответствии с требованиями к размещению оборудования системы телемеханики, устанавливается в навесном шкафу.

Контроллер подстанции обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- Контроль основного и вспомогательного оборудования подстанции и охранную сигнализацию дверей;
- Опрос контроллеров присоединения, контролирующих состояние и параметры ячеек высокого напряжения по протоколу МЭК 60870-5-101;
- Обработка информации и реализация заданных алгоритмов автоматизированного управления;
- Обмен информацией с верхним уровнем по протоколу в соответствии МЭК 60870-5-104 (либо IEC 61850-8.1 (MMS)).

Для контроля и управления присоединениями распределительного устройства среднего напряжения используются устройства телемеханики TOPAZ HVD3 RTU5, устанавливаемые в низковольтные отсеки КРУ.

Устройства телемеханики TOPAZ HVD3 RTU5 обладают полным набором функций, необходимых для обеспечения контроля всех требуемых параметров для конкретного присоединения.

3.1.1.2. Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии

Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии выполняет функции уровня ИВКЭ системы АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» Филиал «Новая Москва».

АИИС КУЭ является информационно- вычислительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. АИИС КУЭ является многоуровневой информационно – вычислительной системой с распределённой функцией выполнения измерений для коммерческого учёта.

В структурной схеме АИИС КУЭ можно выделить три уровня:

Первый уровень образуют измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК) выполняющие функцию проведения измерений и включающие в себя следующие элементы:

- Трансформаторы тока;
- Электронные счетчики электрической энергии.

На этом уровне осуществляется измерение потреблённой/отпущенной электроэнергии и мощности счётчиками ЭЭ, отображение показаний счётчика на индикаторе и обеспечивается возможность передачи их на вышестоящие уровни.

Второй уровень образуют информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие в себя специализированные устройства сбора и передачи данных (УСПД) выполняющий функции сбора информации со счётчиков ЭЭ установленных на подстанции.

Третий уровень образуют собой информационно-вычислительные комплексы (ИВК), компьютеры со специализированным программным обеспечением для выполнения функции сбора и хранения результатов измерений.

Настоящим проектом предусматривается организация уровня ИВКЭ, включая организацию взаимосвязи с уровнем BBR и передачу данных с УСПД БКТП на ИВК Филиал «Новая Москва». Функции УСПД выполняет комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Комплект « TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225», устанавливаемый в помещении БКТП, осуществляет передачу данных с приборов учета. Для организации сбора данных со счетчиков, используется технологическая сеть стандарта RS-485.

Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-2GSM-TM, входящий в комплект « TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225», выполняет фунцкцию сервера последовательных портов и обеспечивает тунелирование последовательных интерфейсов (RS-485) через сеть TCP/IP, и сбор данных со счетчиков настоящей подстанции и передачу на УСПД установленный на ИВК Филиал «Новая Москва». Передача данных на уровень ИВК организуется на базе высокоскоростных беспроводных технологий пакетной передачи данных с использованием услуг, предоставляемых операторами сотовой связи.

Для нужд этой подсистемы контроллер подстанции выполняет функции УСПД в следующем объеме:

- Опрос приборов учета и приборов контроля ПКЭ;
- Хранение архивов электропотребления;
- Обмен данными с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» Филиал «Новая Москва».
- Прямой доступ к параметрам приборов учета и приборов контроля ПКЭ.

3.1.2. Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы

Контроллеры присоединения и контроллер подстанции объединены в единую локальную информационную сеть контролируемого объекта. Сеть организована на базе промышленного интерфейса RS-485. Обмен данными в локальной сети контролируемого пункта обеспечивается в соответствии со спецификацией МЭК 60870-5-101.

Приборы учета электрической энергии и контроллер подстанции, выполняющий функции УСПД, объединены в единую локальную информационную сеть на базе промышленного интерфейса RS-485. Для организации опроса приборов учета, используется отдельный порт RS-485 контроллера. Обмен данными в локальной сети контролируемого пункта обеспечивается в соответствии со спецификацией СПОДЭС.

Для интеграции существующих на подстанции приборов учета, имеющих цифровые интерфейсы для передачи данных, но не поддерживающих спецификацию СПОДЭС, может быть использованы другие протоколы приборов учета.

Каналы передачи данных для обмена информацией с диспетчерским пунктом соответствующего РЭР НМ – филиала Филиал «Новая Москва», являются частью Технологической Сети Передачи Данных (ТСПД) НМ – Филиал «Новая Москва».

Для включения локальной технологической сети трансформаторной подстанции в состав ТСПД НМ, предусматривается организация проводного или беспроводного канала передачи данных.

Для организации беспроводных каналов передачи технологической информации, настоящим техническим решением предусматривается использование платы расширения GSM в составе контроллера подстанции.

Контроллер подстанции осуществляет обмен данными с оборудованием вышестоящего уровня в соответствии с процедурами ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 в отношении всего объема телеинформации, который для целей обмена с вышестоящими уровнями консолидируется и буферизируется в базе текущих параметров контроллера подстанции.

Варианты организации связи с диспетчерским пунктом по проводным каналам передачи данных, рассматриваются проектами по организации таких каналов.

Для подключения к каналообразующей аппаратуре предусматривается свободный порт Ethernet 1000 Base TX коммуникационного контроллера (Data access Server). Протокол передачи данных на верхний уровень соответствует ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

3.1.3. Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости

Предусмотрена возможность расширения функционала системы для организации прямых каналов обмена данными с другими вышестоящими диспетчерскими пунктами и центрами управления сети (например, при организации резервного диспетчерского пункта). Взаимодействие может быть организовано по стандартным протоколам (например, по МЭК 60870-5-104). Для организации такого взаимодействия, в сервере сбора и обработки данных подстанции должна быть создана новая магистраль обмена с диспетчерским пунктом с явным указанием IP-адреса нового диспетчерского пункта, произведена настройка протокола передачи данных.

На уровне контролируемого пункта предусматривается возможность информационного сопряжения системы телемеханики объекта со смежными системами (устройства защитной автоматики, средства учета, и т.д.).

Перечень поддерживаемых протоколов, доступных в УСПД TOPAZ для организации сопряжения со смежными и вышестоящими системами, представлен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень поддерживаемых протоколов.

№	Название протокола	Назначение
1	МЭК-60870-5-101, МЭК-60870-5-104, МЭК-60870-6 (TASE2)	Обмен данными со смежными и вышестоящими системами
2	МЭК-61850-9.2 (SV20, SV80, SV256)	Обмен данными в шине процесса
3	МЭК-61850-8.1 (GOOSE, MMS)	Обмен данными в шине процесса и в шине подстанции. Обмен данными с вышестоящими системами
4	RTU 327	Обмен данными с уровнем ИВК систем учета
5	Протоколы счетчиков (СПОДЭС, меркурий, СЭТ и другие)	Обмен данными с приборами учета.
6	Протоколы РЗА (МЭК-60870-5-103, SPA-BUS, Modbus и другие)	Обмен данными с устройствами защитной автоматики
7	OPC UA	Обмен данными со сторонними и вышестоящими системами
8	MODBUS-Serial, MODBUS-TCP	Интеграция смежных устройств

3.2. Решения по режимам функционирования системы телемеханики

3.2.1. Функционирование системы автоматизации ТП в нормальном режиме

В нормальном режиме функционирование оборудования протекает в автоматическом режиме

Сбор, обработка, архивирование данных протекают автоматически, согласно требуемой периодичности, без запросов и заданий каких-либо функций со стороны эксплуатирующего персонала.

Ввод данных в систему осуществляется посредством автоматических датчиков и измерительных приборов.

Опрос каналов ввода информации модулями нижнего уровня осуществляется циклически. Формирование информационных сигналов, передаваемых на верхний уровень, как дискретных, так и аналоговых, осуществляется как спорадически (по изменению), так и циклически (периодический общий опрос).

Электропитание комплекса телемеханики подстанции осуществляется от системы питания собственных нужд подстанции. В нормальном режиме питание осуществляется от основного ввода ~ 220В, с обязательным контролем состояния резервного ввода.

Передача данных на верхний уровень осуществляется по основному каналу связи (приоритеты каналов связи определяются при проведении пуско-наладочных работ в соответствии с решениями, принятыми в проектной и рабочей документации). Работоспособность резервного канала тестируется автоматически в соответствии с заданной периодичностью (параметр определяется для каждого объекта и настраивается при наладке).

Предоставление информации (вывод) осуществляется как в автоматическом режиме, так и по запросу эксплуатирующего персонала. Объем и способ вывода данных в различных режимах определяется документом «Описание информационного обеспечения» см. 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ П5.

Вывод данных от систем телемеханики ТП предусматривается на видео-дисплейные терминалы рабочих станций АРМ Диспетчера, соответствующего РЭР НМ – филиала Филиал «Новая Москва».

Сбор и обработка данных от подсистемы УСПД осуществляется в ПТК «Пирамида-сети» на уровне ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» Филиал «Новая Москва»

3.2.2. Пуск и останов подсистемы телемеханики

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

В системе не предусматривается никаких пользовательских настроек при пуске системы.

Функционирование системы предусматривается в безостановочном режиме, то есть останов системы, либо ее частей пользовательскими средствами не предусматривается. Вывод системы из работы осуществляется обслуживающим персоналом.

3.2.3. Пуск и останов подсистемы Учета

Пуск приборов учета осуществляется после допуска установленных приборов учета в эксплуатацию в соответствии с п. 152 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442

Пуск системы осуществляется при подаче питания на элементы системы. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

Пользовательскими настройками в системе определяются:

- Выбор режима работы системы (просмотра, редактирования);
- Настройка конфигураций групп точек учета для построения отчетов по балансам электрической энергии и мощности;
- Настройка рабочих директорий хранения файлов отчетных форм и файлов шаблонов отчетных форм.
- Ввод начальных значений показаний счетчиков электрической энергии.

Функционирование системы предусматривается в постоянном режиме. Понятие останова системы не рассматривается, поскольку АИИС КУЭ представляет собой совокупность самостоятельных узлов, выполняющих свои функции независимо от функционирования отдельных частей АИИС КУЭ. Так при выводе из работы сервера ИВК третьего уровня, данные от точек учета продолжают собираться и накапливаться на уровне ИВКЭ. При выводе из работы УСПД уровня ИВКЭ, данные должны сохраняться в памяти устройств уровня ИИК.

Остановка серверов и рабочих станций АИИС КУЭ для технического обслуживания осуществляется в соответствии с графиком технического обслуживания.

Вывод из работы приборов учета с целью их замены, ремонта или поверки, осуществляется в порядке, определенном п.149 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии.

3.2.4. Функционирование системы в режиме аварии электропитания.

Режим аварии электропитания возникает при снижении напряжения собственных нужд подстанции ниже 180В. При наличии резервного ввода питания, система телемеханики автоматически переключится на электропитание от резервного источника. При этом будут сформированы сигналы об аварии основного ввода электропитания и переходе на резервный ввод.

При полном прекращении внешнего электроснабжения система формирует сигнал об аварии внешнего электроснабжения, и переходит на электропитание от собственного накопителя электроэнергии. В этом режиме сохраняются все функции системы. При возобновлении внешнего электроснабжения в период работы системы от внутреннего источника питания, система автоматически переходит на электропитание от внешнего источника, одновременно система переходит в режим заряда накопителя энергии для возобновления ресурса внутреннего источника питания.

В случае исчерпания ресурса внутреннего источника питания и не восстановления внешнего электроснабжения, выполняется корректное завершение процессов контроллера телемеханики и безопасное отключение системы.

При появлении рабочего напряжения электропитания на основном или резервном вводе, пуск системы происходит автоматически. После старта системы формируются сигналы на верхний уровень о режимах работы системы электропитания.

3.2.5. Функционирование при обрыве каналов передачи данных

При работающем основном канале и нарушении целостности резервного канала передачи данных, формируется диагностическое сообщение о неисправности канала. Сообщение отображается на диагностических мнемосхемах на АРМ Телемеханика, а также в системе мониторинга информационных систем.

При нарушении функционирования основного канала передачи данных, но при действующем резервном канале, поток данных направляется по резервному каналу. Время задержки сигналов при переключении каналов определяется алгоритмами функционирования ТСПД, протоколами резервирования и таймаутами. Потери информации при этом не происходит, поскольку на время переключения каналов данные буферизируются в контроллере телемеханики. Формируется сообщение о нарушении функционирования основного канала связи и переходе на резервный канал.

При полном разрыве связи между контролируемым пунктом и оборудованием пункта управления, накопление и архивирование событий осуществляет контроллер телемеханики. При восстановлении связи, опрос восстанавливается, и данные из буфера передаются на верхний уровень. Поскольку при этом все данные имеют метку времени события, в архиве на диспетчерском пункте восстанавливается хронология событий.

3.2.6. Функционирование в режиме повышенной информационной нагрузки

Предаварийный и аварийный режимы функционирования силового оборудования подстанций характеризуются значительным всплеском информационной нагрузки систем телемеханики, вызванным формированием сигналов АПТС, сигналов изменения оперативного состояния оборудования, а также резким возрастанием аналоговых сигналов, вызванных переходными процессами в контролируемой сети. Проверка функционирования комплекса в режимах повышенной информационной нагрузки (штормовые испытания) являются неотъемлемой частью программ испытаний при аттестации комплексов телемеханики подстанций энергосистемы.

ПТК TOPAZ прошел аттестационные испытания НТЦ ФСК ЕЭС и имеет положительное заключение комиссии и рекомендации к применению. В настоящем разделе приводим выдержку из Технических условий на ПТК TOPAZ, ТУ 4252-001-89466010-2009, подтвержденные протоколами аттестационных испытаний АСУ ТП от 13.02.2013.

Таблица 2. Требование ПАО «РОССЕТИ» к быстродействию ПТК в режиме нормальной (повышенной «штормовой») информационной нагрузки

№	Характеристика	Требование к ПТК	Показатели ПТК TOPAZ
1	Задержка от подачи оператором команды вызова информации до вывода на экран монитора;	не более — 5 с	≈ 1 с
2	Периодичность обновления информации на экране монитора;	2 с	≈ 1 с
3	Задержка в отображении спонтанно появляющихся сигналов предупредительной и аварийной сигнализации на экранах мониторов операторских станций	2 с	≈ 1 с
4	Время задержки появления звуковой и световой сигнализации по отношению к моменту возникновения информации	не более 2 с.	≈ 1 с

№	Характеристика	Требование к ПТК	Показатели ПТК TOPAZ
5	Время доставки сообщений по GOOSE интерфейсу при использовании протокола IEC 61850	не более 50 (100) мс	≈ 7 мс
6	Время доставки сигналов на высшие уровни иерархии с использованием протоколов IEC 60870-5-101/104 (без учета задержек в каналах связи)	не более — 1 (2) с	≈ 1 с
7	Точность привязки меток времени дискретных сигналов к астрономическому времени	Не хуже 1 (5)мс	<1 мс с PPS 1 мс без PPS

3.2.7. Регламент функционирования ИВК Филиал «Новая Москва»

АИИС КУЭ Филиал «Новая Москва» функционирует автономно в круглосуточном режиме. Все функции, кроме генерации и печати отчетных форм АИИС КУЭ выполняет автоматически.

Генерация и печать отчетных форм осуществляется по заданию оператора АИИС КУЭ.

Каждый отчет формируется по форме в соответствии с п. 7 раздела «Информационное обеспечение» в виде нескольких файлов (вкладок) соответственно по активной и реактивной энергии, а также по различным тарифам.

Суточные отчеты должны иметь сокращенную и полную форму. Сокращенная форма должна содержать сведения о точках учета (или группах точек учета), данные по энергопотреблению на начало и на конец периода, и данные по расходу электроэнергии. Групповые отчеты должны так же содержать сведения о балансе расхода электроэнергии в группе.

Полные формы должны содержать детализацию отчетов. Суточные отчеты должны содержать детализацию по 30-ти минутным срезам, месячные отчеты – по суточным срезам, годовые отчеты – по месячным срезам.

Сохранение файлов отчета должно выполняться автоматически. При создании файла отчета, ему автоматически присваиваются имя и директория хранения на жестком диске в соответствии с заданными атрибутами.

При отсутствии или недостоверности данных за отчетный период, или за часть отчетного периода, отчет, тем не менее, должен быть сформирован, но данные должны иметь пометку о недостоверности.

3.3. Описание основных функций системы автоматизации подстанции

3.3.1. Телеуправление

Телеуправление – управление коммутационными аппаратами (включение, отключение), управление режимами работы оборудования.

Конструкция оборудования обеспечивает выполнение команд телеуправления силовыми выключателями (телевключение; телеотключение). Все управляемые присоединения оснащаются моторными приводами в комплекте с платами управления, а на выходные внешние клеммы ячеек выводятся соответствующие цепи управления.

Команды телеуправления коммутационным оборудованием сетевых объектов относятся к группе особо ответственных команд. Ввод команды телеуправления доступен только пользователям, зарегистрированными с правами диспетчера.

При вводе команд ТУ, диспетчер обязан руководствоваться следующими инструкциями:

- Все переключения на подстанциях должны выполняться в соответствии с инструкциями по производству переключений.
- Операцию переключения выключателя следует считать выполненной после поступления известительной информации, передаваемой в обратном направлении устройством ТС.
- Одновременно разрешается выполнять операцию ТУ только одним выключателем. Каждая последующая операция должна выполняться после окончания предыдущей. Перед выполнением операции ТУ должны быть квитированы все сигналы положения выключателей и аварийные сигналы, если они поступили в результате технологического нарушения на электроустановке. При наличии не квитированных сигналов положения выключателей команда ТУ не будет успешной.

Все команды телеуправления заносятся в журнал событий с фиксацией времени ввода команды и имени пользователя, зарегистрированного в системе.

Для успешного выполнения команд ТУ требуется выполнение следующих условий:

- Наличие напряжения в цепях оперативного тока ячеек;
- Все автоматы питания схемы управления ячейкой должны быть включены;
- Ключ переключения режимов управления ячейкой (при наличии таковогo) должен быть в положении «Дистанция»;
- Ключ «Разрешение ТУ» из состава шкафа автоматики, должен быть замкнут.

При этом, команда включения уже включенного выключателя, как и команда отключения уже отключенного выключателя не приведет к изменению положения коммутационного аппарата.

При управлении коммутационными аппаратами требуется выполнить ряд технических требований:

- Исключение возможности выдачи ложной команды ТУ;
- Обеспечение возможности диагностики работоспособности канала ТУ
- Обеспечение одновременно с командами управления выдачи команд на блокировку АПВ, или разрешение фиксации

Для реализации этих требований в состав комплекса TOPAZ входят модули, специально разработанные для управления коммутационными аппаратами КРУ.

Использование комбинации электронного ключа и электромеханического реле в каналах управления, исключает возможность выдачи ложной команды ТУ при неисправности одного из элементов тракта, а также обеспечивает отсутствие дуги при коммутации и механический разрыв цепи в отключенном состоянии (рисунок 1).

Каналы управления гальванически изолированы и рассчитаны на коммутируемое напряжение ~220 В. Каналы управления ON (включения) и OFF (отключения) содержат два электромеханических реле (К1 и К2) соединенных последовательно с силовым электронным ключом (К3). Канал управления RF (разрешение фиксации) использует комбинацию одного электромеханическое реле (К4) соединенного последовательно с силовым электронным ключом (К5).

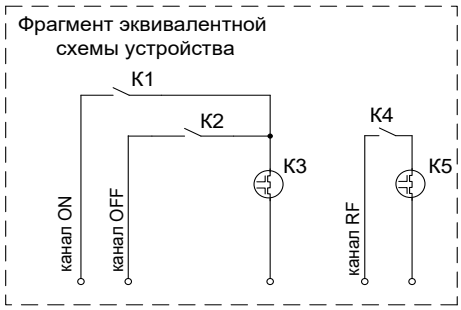


Рисунок 1.

При подаче любой команды ТУ в первую очередь происходит проверка каналов управления устройства (ON, OFF, RF), с исключением возможности выдачи управляющего воздействия на исполнительны цепи. При неисправности

одного из элементов тракта, на верхний уровень выдается сообщение о неисправности. В случае если неисправность не обнаружена, команда управления продолжает выполняться.

По команде "включить", включаются электромеханические реле К1, следом с задержкой в 100 мс включается электронный ключ К3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «HWConfig» отключается электронный ключ К3 и с задержкой 150–200 мс отключаются электромеханическое реле К1.

По команде "отключить", включаются электромеханическое реле К4 и К2, следом с задержкой в 100 мс включаются электронный силовой ключ К5 и еще через 100 мс включается электронный силовой ключ К3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «TOPAZ HVD3 Конфигуратор», отключаются оба электронных силовых ключа К3 и К5 и с задержкой в 150–200 мс отключаются электромеханические реле К2 и К4.

Устройство выполняет за один раз не более одной команды. В момент выполнения все остальные команды игнорируются.

В устройстве реализована функция защиты от случайного управляющего воздействия на объект. На внешний клеммник устройства выведен контакт EnRC. В нормальном положении на этот контакт должен быть подан потенциал +24 В, в этом случае телеуправление будет разрешено. Для запрета телеуправления необходимо снять потенциал +24 В с клеммы EnRC.

Управление выключателями нагрузки ячеек RM6 РУ-10 кВ осуществляется через схему управления приводом, в состав которой входит плата управления с электромагнитными реле включения (Yb) и реле отключения (Yo).

Сигналы телеуправления формируются модулями TOPAZ HVD3-RTU5. Выходные контакты модуля телемеханики замыкают цепи электромагнитных реле включения и отключения схемы управления приводом.

При получении команды на включение выключателя нагрузки, модуль замыкает контакты COM1-ON., при этом, замыкается цепь электромагнитного реле включения выключателя (Yb).

При получении команды на отключение выключателя нагрузки, модуль замыкает контакты COM1-OFF, при этом замыкается цепь электромагнитного реле отключения выключателя (Yo).

Управляющие контакты электромагнитного реле включения или отключения, в свою очередь, осуществляют коммутацию цепи управления моторного привода выключателя нагрузки.

Для выполнения функций телеуправления присоединениями СВН и ШВН, требуется предварительный вывод АВР из работы.

3.3.2. Телесигнализация

Телесигнализация – контроль дискретных параметров (положение коммутационных аппаратов, ключей управления, состояние устройств питания оперативным током и устройств защиты).

В качестве датчиков ТС используются контактные группы, имеющие два состояния замкнут/разомкнут, выведенные на внешние клеммы ячеек.

В качестве источников сигналов наличия напряжения на концах кабельных линий среднего напряжения, используются емкостные делители высокого напряжения, встроенные в проходные изоляторы ячеек.

Для формирования потенциала уровня логической единицы используется специальные источники питания (12В) в составе модулей (TOPAZ HVD3-RTU5)., полюса которых (+12В) выведены на внешние клеммы модуля и используются для формирования шин «общего провода» для питания «сухих контактов». Для повышения надежности контроля «сухих контактов» приборов, имеющих длительный срок эксплуатации, реализована технология «прожига» постоянным током, обеспечивающая разрушение оксидной пленки контактов при каждом срабатывании.

Метка времени телесигнала, сформированного по изменению, присваивается в модуле, осуществляющим телесигнализацию в момент изменения уровня потенциала (с уровня логической единицы (более 9В) до уровня логического нуля (менее 5В), либо наоборот). Далее сигнал передается на верхний уровень с меткой времени, присвоенной в момент формирования сигнала. Для передачи дискретных сигналов с меткого времени используются типы кадров 30 и 31 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5.

Подсистемой телемеханики предусматривается первичная программная обработка телесигналов. В зависимости от типа сигнала, применяются следующие методы первичной программной обработки сигналов:

- интегрирования,
- дискретизации,
- формирование double point сигналов.

Интегрирование предусматривается для всех ТС и заключается в усреднении значения телесигнала за определенный период. Данная первичная обработка сигнала исключает возникновение ложных ТС в результате «дребезга» контролируемых контактов. Период интеграции выбирается в зависимости от типа и исполнения контролируемых контактов, подверженности вибрации, условий эксплуатации, степени износа контактных датчиков, состояния контролируемых цепей.

Для каналов телесигнализации, в которых используются контактные группы открытого незащищенного исполнения, подверженные вибрациям при коммутации (например, сигнальные контакты коммутационных аппаратов), период интегрирования рекомендуется устанавливать около 100мс.

Для каналов телесигнализации, в которых применяются защищенные контактные группы (например, сигнальные контакты устройств РЗА), или контактные группы реле, период интегрирования рекомендуется устанавливать около 20мс.

Для повышения надежности контроля состояния (положения) устройств, имеющих особую важность, применяется метод введения аппаратной избыточности, заключающийся в организации дополнительных контрольных цепей.

Так, например, для обеспечения требуемых показателей надежности и достоверности телеинформации о положении коммутационного аппарата достигаются путем контроля двух блокировочных контактов, один из которых замкнут при включенном положении КА, а другой при отключенном положении КА. Блокировочные контакты подключаются к входам устройства автоматики следующим образом:

- К DI1 подключается контакт, замкнутый при включенном положении КА;
- К DI2 подключается контакт, замкнутый при отключенном положении КА.

При изменении положения коммутационного аппарата, изменяются состояния блокировочных контактов, которые коммутируют контрольные цепи устройства. При этом, контроллер присоединения формирует сигнал и присваивает метку времени в соответствии с системным временем. Передаваемый на верхний уровень сигнал содержит два бита полезной информации (double point, DB). Расшифровка сигнала осуществляется в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3. Сигнал double point.

	Вход DI 1	Вход DI 2	Расшифровка значения
1	1	0	КА Включен
2	0	1	КА Отключен
3	1	1	Неопределенность
4	0	0	Обрыв (неисправность)

При формировании Double point сигналов также применяется интегрирование.

Формирование телесигналов за счет дискретизации измеряемого параметра применяется для фиксации превышения или снижения значения измеряемой величины выше или ниже установленных пороговых значений. При значении ТИ, меньшем, чем установленный нижний порог, формируемый ТС принимает значение «0». При превышении измеряемой величиной верхнего порога, формируемый телесигнал принимает значение «1».

Контроль положения коммутационных аппаратов в автоматизированных системах управления сетью имеет особую важность и требует контроля достоверности. В связи с чем, для контроля положения коммутационных аппаратов используется метод аппаратной избыточности double point.

Датчиком положения высоковольтного выключателя для системы автоматизации являются сигнальные (блокировочные) контакты выключателя. Конструктивно, сигнальные контакты являются частью конструкции привода.

При автономной работе системы, телесигнал сохраняется в энергонезависимой памяти устройства, а при наличии связи с контроллером, передаётся на уровень диспетчерского управления в соответствии с протоколом МЭК-60870-5-104.

Контроль наличия напряжения на концах ВВ кабельных линий осуществляется посредством контроля уровня потенциала в средней точке емкостного делителя напряжения, образованного высоковольтным конденсатором, встроенным в опорный изолятор в кабельном отсеке ячейки присоединения, и конденсатором в составе индикатора напряжения на лицевой панели ячейки. При наличии номинального напряжения (10 кВ) на концах кабельной линии, в средней точке делителя будет присутствовать потенциал ~ 60В (зависит от параметров делителя, индикаторов и входного сопротивления измерительных каналов La, Lb, Lc модулей телемеханики) относительно заземленной конструкции. Модуль телемеханики (RTU5) настраивается таким образом, чтобы при наличии потенциала в контрольной точке более 20В устройство формировало сигнал о наличии напряжения на кабеле. Формирование сигнала об отсутствии напряжения на кабеле осуществляется при снижении потенциала в контрольной точке до уровня 5В.

Контроль срабатывания указателей тока короткого замыкания (УТКЗ). Датчики УТКЗ устанавливаются на вводных и отходящих линиях 6-20 кВ. Датчик обеспечивает выдачу сигналов о наличии факта короткого замыкания в сети, посредством срабатывания контактной группы. Для интеграции в систему телемеханики, и для обеспечения возможности регистрации многократных срабатываний датчика, необходимо выполнить настройку датчика на импульсное срабатывание контактной группы (устанавливается перемычкой на выносном блоке датчика). В этом случае, при каждом срабатывании УТКЗ будет формироваться импульсный сигнал длительностью 100мс.

Соответствующий канал ввода модуля телемеханики должен быть настроен на фиксацию коротких импульсов, во избежание пропусков срабатывания. Во избежание потери информации диспетчером, на уровне контроллера подстанции должен быть настроен компонент, обеспечивающий триггерную фиксацию коротких импульсов с возможностью сброса (квитирования) с диспетчерского пункта.

Контроль готовности и срабатывания АВР 6–20 ТУ осуществляется с помощью реле сигнализации готовности АВР в шкафу АВР 6–20 ТУ.

3.3.3. Измерение электрических параметров

Для выполнения телеизмерений напряжения на шинах 0,4 кВ, счётчики электрической энергии подключаются к шинам сборку РУ–0,.4 кВ через автоматические выключатели в составе панели учёта. Для этого на проходные клеммы выведены соответствующие измерительные цепи.

Для выполнения телеизмерения силы тока, на контролируемых присоединениях используются существующие стационарные трансформаторы тока. Измерительные цепи от трансформаторов тока выводятся на проходные клеммники. Проходные клеммы измерительных цепей трансформаторов тока должны обеспечивать возможность закорачивания вторичных цепей трансформаторов при замене измерительных модулей.

Для выполнения функций телеизмерений предусматривается установка электросчетчиков, имеющие в своем составе трехэлементные многофункциональные измерители электрических величин, позволяющие осуществлять измерения токов, напряжений, электрической мощности и энергии по каждому присоединению трехфазной сети.

Измерительные модули счётчиков электрической энергии обеспечивают измерение напряжения и токов нагрузки по трем фазам присоединения с точностью, не хуже 0,5S.

3.3.4. Учет электроэнергии.

Система обеспечивает автоматизированный сбор и обработку данных по потреблению активной и реактивной электроэнергии с точек учёта на границе балансовой принадлежности и автоматизированную передачу данных в пункты сбора и обработки данных.

При этом система реализует функции УСПД и должна обеспечивать решение следующих задач:

- формирование базы данных по потреблённой электроэнергии и мощности;
- контроль достоверности информации;
- поддержание единого системного времени во всех интеллектуальных узлах системы;
- единовременность снятия показаний и привязку информации к единому астрономическому времени;
- сохранность данных;
- конфигурирование и настройку параметров;
- защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

Для реализации функции учета электрической энергии, на вводах и отходящих линиях РУ РУ–0,4 кВ в ТП устанавливаются приборы учета электрической энергии.

Применяемые трансформаторы тока должны иметь класс точности не хуже 0,5, мощность вторичных обмоток и коэффициент безопасности определяются в соответствии с решениями проекта по электротехнической (силовой) части в соответствии с ГОСТ 7746–2015, так же трансформаторы тока должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном.

Применяемые приборы учёта должны иметь класс точности по активной/рекактивной электроэнергии не хуже 0,5S/1,0 номинальным напряжением 3х230(220)/400В, базовым током 5,10 А для приборов учёта трансформаторного включения или 60,80,100А для приборов учёта прямого включения. Приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01–5.1–009–2019 (Приборы учёта электроэнергии. Общие технические требования).

Все приборы учета подключаются к серверу автоматизации подстанции, который реализует функции ИВКЭ для системы учета энергоресурсов. Приборы учета обеспечивают передачу через интерфейс (Ethernet или RS–485) следующих параметров и данных:

- учтённой активной энергии прямого направления по каждому из 4 тарифов и сумму по тарифам по каждой фазе всего от момента сброса показаний;
- учтённой активной энергии прямого направления и реактивной энергии прямого и обратного направления по сумме фаз по каждому из 4 тарифов и сумму по тарифам:
  - всего от сброса показаний;
  - за текущие сутки;
  - на начало текущих суток;

- за предыдущие сутки;
- на начало предыдущих суток;
- за текущий месяц;
- на начало текущего месяца;
- за каждый из предыдущих 11 месяцев;
- на начало каждого из предыдущих 11 месяцев;
- за текущий год;
- на начало текущего года;
- за предыдущий год;
- на начало предыдущего года;

- параметров встроенных часов счётчика:
  - текущих времени и даты;
  - признака сезонного времени (зима/лето);
  - разрешения/запрета перехода сезонного времени;
  - времени перехода на «летнее» и «зимнее» время при установке сезонного времени;
- параметров тарификатора:
  - режима тарификатора (однотарифный/многотарифный);
  - номера текущего тарифа;
  - тарифного расписания;
  - календаря праздничных дней;
- параметров сохранения профиля мощностей:
  - длительности периода интегрирования;
  - параметров последней записи в памяти сохранения профиля мощностей;
  - признака неполного среза (счётчик включался или выключался на периоде интегрирования);
  - признака переполнения памяти массива средних мощностей;
  - средних значений активной и реактивной мощностей прямого направления за заданный период интегрирования для построения графиков нагрузок в обычном и ускоренном режимах чтения;
- вспомогательных параметров:
- индивидуальных параметров счётчика:
- режимов индикации:
- параметров контроля за превышением установленных лимитов активной мощности и энергии прямого направления:
- журнала событий (кольцевого на 10 записей);
- журнала ПКЭ;
- значения утренних и вечерних максимумов мощности;
- слово состояния самодиагностики счётчика (журнал, содержащий коды возможных ошибок счётчика с указанием времени и даты их возникновения).

Сервер автоматизации подстанции осуществляет сбор и хранение информации с приборов учета электрической энергии, а также передачу данных на уровень ИВК. Настоящим проектом предусматривается использование существующего ИВК Филиал «Новая Москва»

3.3.5. Контроль параметров качества электроэнергии.

Приборы, выполняющие функции контроля параметров качества электроэнергии (ПКЭ) должны устанавливаться на вводах 0,4 кВ трансформаторов узловых, проходных, тупиковых ТП и РТП 6–20 кВ.

Каждый прибор, выполняющий функции ПКЭ обеспечивает хранение данных, измеренных и объединенных в соответствии с ГОСТ Р 30804.4.1, глубиной не менее 90 суток, а также маркирование измеренных данных и статистическую обработки архивных данных ПКЭ с формированием табличных форм отчета ПКЭ в соответствии с ГОСТ 33073-2014 в виде файла (XLS, PDF).

Для формирования файла отчета необходимо задавать временные рамки статистической обработки сигнала (дата начала/дата окончания отчета) и временные зоны максимальных и минимальных нагрузок (при необходимости). Экспорт файла отчета и запись произвольной даты и времени начала и окончания отчета производится посредством Web-интерфейса прибора.

3.3.6. Обеспечение информационной безопасности

В целях обеспечения информационной безопасности объекта и системы АСДУ филиала в целом, предусматривается комплекс организационных и технических мер, направленных на поддержание системы телемеханики Объекта в составе многоуровневой АСТУ в штатном режиме, при котором обеспечивается выполнение целевых функций в условиях воздействия угроз безопасности информации, а также на снижение рисков незаконного вмешательства в процессы их функционирования.

Информационная безопасность технических средств телемеханики объектов распределительных сетей и АСТУ ПАО «Россети Московский регион» в целом, обеспечивается следующими организационными и техническими мероприятиями:

- Организационные мероприятия по ограничению и контролю доступа на объекты предприятия. На всех РП ПАО «Россети Московский регион» установлен закрытый режим. Доступ в помещения, где установлены технические средства, разрешен только оперативному персоналу ПАО «Россети Московский регион». Доступ подрядных организаций возможен только по предварительной письменной заявке, которая в обязательном порядке проходит согласования служб, обеспечивающих безопасность ПАО «Россети Московский регион»;
- Технические мероприятия по обеспечению безопасности сети передачи данных, включая изоляцию технологической сети от сетей общего пользования, в том числе с использованием криптографической защиты (шифрование) каналов связи, а также обеспечение безопасности периметра сети, а также Мероприятия по изоляции трафика различных систем в технологической сети.
- Технические мероприятия по обеспечению информационной безопасности технических средств систем, включая реализацию механизмов защиты, контроля и ограничения доступа.
- Регулярные мероприятия по защите рабочих станций и серверов системы, включая мероприятия по формированию резервных копий баз данных и программного обеспечения;
- Регулярные мероприятия по мониторингу информационных систем.

Комплекс обеспечения информационной безопасности (КОИБ) ПАО «Россети Московский регион» состоит из следующих подсистем:

- подсистемы антивирусной защиты;
- подсистемы межсетевого экранирования и криптографической защиты;
- подсистема анализа сетевого трафика и обнаружение компьютерных атак;
- подсистемы мониторинга информационной безопасности;
- подсистема управления доступом;
- подсистема анализа уязвимостей;
- подсистема контроля мониторинга каналов связи.

Технические решения по обеспечению информационной безопасности объекта распределительной сети

Проектируемая система автоматизации (система телемеханики и учета) интегрируется в систему КОИБ ПАО «Россети Московский регион» в качестве локального сегмента.

В системах телемеханики предусмотрены следующие мероприятия по защите, контролю и ограничению доступа по всем применяемым средствам и протоколам информационного обмена, удаленного и локального мониторинга, конфигурирования и управления:

- Требования по защите обеспечиваются комплексом средств защиты информации, прошедших проверку на соответствие требованиям, которые могут быть предъявлены к таким средствам регулирующими органами — ФСБ России и ФСТЭК России. Выполнение данного требования подтверждается прилагаемыми лицензиями и сертификатами (приложение 1,2,3)
- Предусматривается интеграция в подсистему мониторинга информационной безопасности (MaxPatrol SIEM), расположенной в ЦУС.
- Предусматривается изоляция трафика технологических подсистем путем организации виртуальных подсетей в составе технологической сети передачи данных.
- Операции доступа к системе, данным и для изменения конфигурационной информации возможны только после удачного прохождения процедур идентификации и аутентификации. Средства контроля и доступа ограничивают длительность сессии для удаленного и локального доступа; Длина пароля должна составлять не менее 12 символов.
- Использование для удаленного мониторинга только защищенных сервисов с обязательным ограничением и контролем доступа.
- Отключение всех неиспользуемых сервисов операционной системы.
- Отключение всех неиспользуемых портов и интерфейсов.

Техническая реализация указанных мер предусматривает использование специальных технических средств – шлюзов безопасности, отвечающих все вышеописанным требованиям (включая требования ФСТЭК и ФСБ).

В соответствии с настоящими решениями устройство TOPAZ MX 240, применяемое в качестве основного сервера автоматизированной системы объекта, объединяет в себе следующие функции:

- Устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- Сервер (контроллер) телемеханики с функциями ССПИ;
- Шлюз информационной безопасности.

Мероприятия, предусмотренные настоящими решениями, предусматривают использование специализированного программного обеспечения. Указанное ниже ПО работает под управлением защищенной технологической ОС, имеющей сертификат соответствия ФСТЭК. Специализированное ПО выполняет функции межсетевого экранирования, маршрутизации и криптографической защиты передаваемых данных. Предусматривается установка следующего программного обеспечения со следующими основными функциями.

- ПО TOPAZ АЛГ-Д-CybSec – комплект программного обеспечения, реализующий функции информационной безопасности: брандмауэр уровня приложений (tcp-wrappers), Контроль целостности системы (afick), аудит безопасности системы (audit)
- ПО TOPAZ АЛГ-Д-Rout – программное обеспечение, реализующие настройку и взаимодействие устройств с ДП через криптозащищенный канал.
- ПО ViPNet Client for Linux 4.x (КС2), Р20 (Infotecs) – предназначен для защиты каналов связи при подключении к защищенным с использованием технологии ViPNet ресурсам, обеспечивает защиту информации при ее передаче через открытые каналы связи.

В процессе выполнения пусконаладочных работ, должны быть выполнены активация и настройка указанного ПО, встроенных механизмов обеспечения информационной безопасности операционной системы контроллера, средств мониторинга событий информационной безопасности, а также средств расширения безопасности для протоколов обмена данными и средств диагностики и удаленного доступа.

Решение по защите каналов связи

Решение по криптографической защите каналов связи и межсетевого экранирования реализуется на базе сервера телемеханики и УСПД с функциями шлюза безопасности «TOPAZ IEC DAS».

Для защиты каналов связи используется криптографические средство защиты в составе шлюза безопасности ПАК TOPAZ IEC DAS 240 CybSec Gateway E2R4 с СКЗИ «ViPNet Client 4» для обеспечения совместимости с существующим техническим решением применяемом у Заказчика на основе Программно-аппаратного комплекса (ПАК) ViPNet Coordinator HW 4 1000, предназначенного для построения виртуальной сети ViPNet и обеспечения безопасной передачи данных между её защищенными сегментами, а также фильтрации IP-трафика.

Основные функции шлюза безопасности обеспечивают:

- возможность построения защищённой VPN-сети и криптографической защиты информации, передаваемой с использованием стека протоколов TCP/IP, в произвольной телекоммуникационной инфраструктуре IP-сетей, включая сеть связи общего пользования;
- создание защищённых каналов посредством шифрования IP-трафика защищаемого сетевого узла и передачи этого IP-трафика на другие защищённые сетевые узлы или VPN-шлюзы;
- шифрование IP-пакетов;
- выработку имитовставки для IP-пакетов;
- постоянный контроль за состоянием служб и ведение статистики использования системных ресурсов;
- информирование о событиях сбоев служб;
- обнаружение факта сбоя службы и осуществление последующих попыток восстановления работоспособности службы;
- выполнение набора функций в соответствии с поставляемой вместе с изделием лицензией. СКЗИ имеет действующий сертификат ФСБ.

Подсистема осуществляет контроль трафика между разными зонами и выполняет следующие основные функции:

- сегментирование и разделение сетей;
- защита периметра информационной системы (далее — ИС);
- пакетной фильтрации трафика;
- статической и динамической трансляции сетевых адресов;
- поддержку Stateful Packet Inspection;
- организация DMZ зон;
- разделение сетевых потоков;
- балансировка нагрузки.

Функции МСЭ выполняет шлюз безопасности системы телемеханики ПАК TOPAZ MX240 с поддержкой функций МСЭ. Схема организации защищенного канала приведена на рисунке 4.

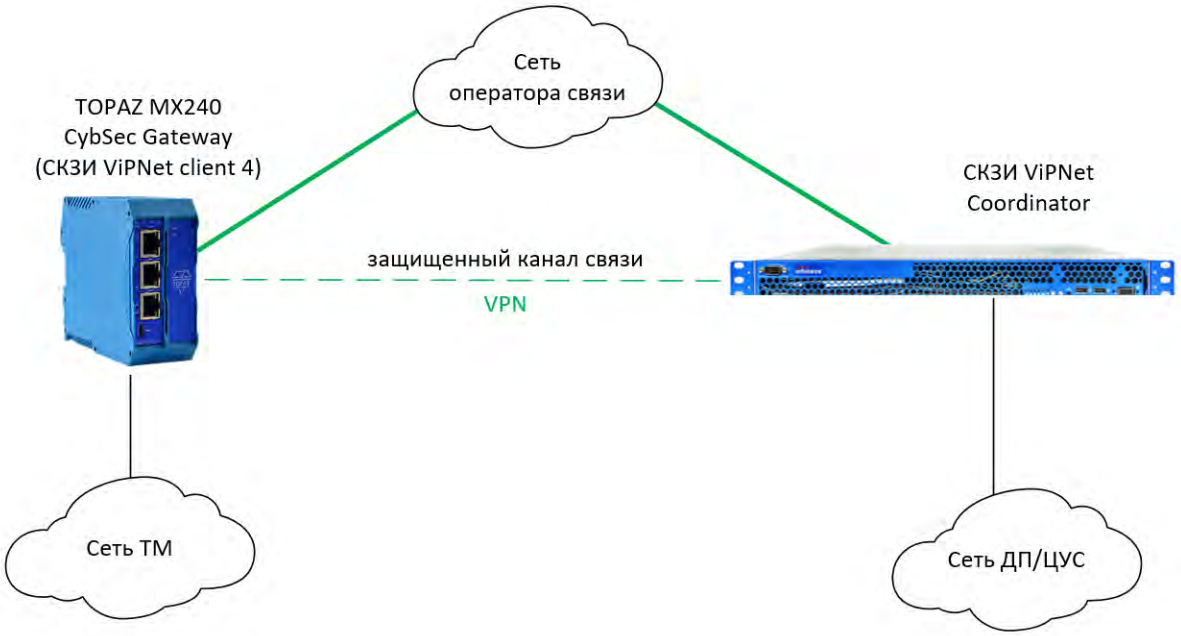


Рисунок 4. Организация защищенного канала передачи данных

Настройка разрешающих правил на МСЭ осуществляется согласно матрицы сетевого взаимодействия. По умолчанию применяется правило «Запрещено все, что не разрешено». В случае технической возможности, при наступлении событий информационной безопасности, они от устройств передаются по syslog в существующую систему верхнего уровня типа SIEM. Администрирование МСЭ осуществляется через выделенный сетевой порт. Протоколы/порты уточняются на стадии внедрения.

Компонент отправитель	Компонент назначения	Протокол:порт	Описание
Сервер телемеханики осн.	Централизованная система управления сетями	Tcp:2404	Взаимодействие с системой управления ТМ
Сервер телемеханики осн. syslog	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Сервер телемеханики рез.	Централизованная система управления сетями	Tcp:2404	Взаимодействие с системой управления ТМ
Сервер телемеханики рез. syslog	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Терминал(ы) РЗА	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Администратор ИБ	МСЭ	Tcp:10222	Администрирование МСЭ
Администратор ИБ	СОВ	TCP:10443,10223	Администрирование СОВ
Криптошлюз	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий
Криптошлюз	Криптошлюз ДП Infotecs HW 1000	Udp:55777	Организация канала связи с ДП/ЦУС
Коммутатор	Сервер SIEM	Udp:514	Отправка событий

Построенная в соответствии с указанными решениями система автоматизации объекта распределительной сети соответствует 3-ей категории значимости согласно приказа ФСТЭК России от 29 декабря 2017 г. №239 (в последних редакциях) и уровню 1Г согласно требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа».

Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации». Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России от 2 июня 2020 г. N 76 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗТИ и СОБИТ».

С учетом категории значимости проектируемого объекта, в соответствии с требованиями п.23 Приказа ФСТЭК №239, определен следующий базовый набор мер защиты информации:

ИАФ.0, ИАФ.1, ИАФ.2, ИАФ.3, ИАФ.4, ИАФ.5, ИАФ.7, УПД.0, УПД.1, УПД.2, УПД.4, УПД.5, УПД.6, УПД.10, УПД.11, УПД.13, УПД.14, ЗНИ.0, ЗНИ.1, ЗНИ.2, ЗНИ.5, ЗНИ.7, ЗНИ.8, АУД.0, АУД.1, АУД.2, АУД.3, АУД.4, АУД.6, АУД.7, АУД.8, АУД.10, АВЗ.0, АВЗ.1, АВЗ.2, АВЗ.4, ОЦЛ.0, ОЦЛ.1, ОДТ.0, ОДТ.4, ОДТ.5, ОДТ.6, ОДТ.8, ЗТС.0, ЗТС.2, ЗТС.3, ЗТС.4, ЗТС.5, ЗИС.0, ЗИС.1, ЗИС.2, ЗИС.3, ЗИС.5, ЗИС.6, ЗИС.8, ЗИС.19, ЗИС.20, ЗИС.21, ЗИС.32, ЗИС.34, ЗИС.35, ЗИС.38, ЗИС.39, ИНЦ.0, ИНЦ.1, ИНЦ.2, ИНЦ.3,

ИНЦ.4, ИНЦ.5, ИНЦ.6, УКФ.0, УКФ.2, УКФ.3, ОПО.0, ОПО.1, ОПО.2, ОПО.3, ОПО.4, ПЛН.0, ПЛН.1, ПЛН.2, ДНС.0, ДНС.1, ДНС.2, ДНС.5, ДНС.6, ИПО.0, ИПО.1, ИПО.2, ИПО.4.

В соответствии с п.23 Приказа ФСТЭК №239 при выборе мер защиты информации для их реализации в автоматизированной системе управления предусмотрено исключение из базового набора мер защиты информации мер, непосредственно связанных с технологиями, не используемыми в данной системе или на данном уровне.

Итоговый адаптированный набор мер защиты информации для ТП представлен в табл.

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
		Идентификация и аутентификация (ИАФ)	
1	ИАФ.0	Разработка политики идентификации и аутентификации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов
2	ИАФ.1	Идентификация и аутентификация пользователей и инициируемых ими процессов	Реализуется на уровне подсистемы идентификации и аутентификации ОС контроллеров «TOPAZ». Идентификация пользователей (в т.ч. администраторов) осуществляется по идентификаторам (именам учетных записей). Аутентификация пользователей осуществляется по паролям.
3	ИАФ.2	Идентификация и аутентификация устройств	Реализуется настройками контроллера TOPAZ путем идентификации и контроля подключаемых устройств и возможности блокирования подключения не доверенных устройств.
4	ИАФ.3	Управление идентификаторами	Реализуется на уровне подсистемы идентификации и аутентификации ОС контроллеров телемеханики TOPAZ (ОС на базе Linux).
5	ИАФ.4	Управление средствами аутентификации	
6	ИАФ.5	Идентификация и аутентификация внешних пользователей	
7	ИАФ.7	Защита аутентификационной информации при передаче	Реализуется функциями ОС контроллеров TOPAZ, которые осуществляют защиту аутентификационной информации в процессе ее ввода для аутентификации от возможного использования лицами, не имеющими на это полномочий. Защита обратной связи «система – субъект доступа» в процессе аутентификации обеспечивается исключением отображения для пользователя действительного значения аутентификационной информации и (или) количества вводимых пользователем символов аутентификационной информации. Вводимые символы пароля отображаются условными знаками «*».
		Управление доступом (УПД)	
8	УПД.0	Разработка политики управления доступом	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «Россети Московский регион»
9	УПД.1	Управление учетными записями пользователей	Реализуется на уровне подсистемы управления доступом ОС контроллера TOPAZ (ОС на базе Linux).
10	УПД.2	Реализация политик управления доступа	
11	УПД.4	Разделение полномочий (ролей) пользователей	
12	УПД.5	Назначение минимально необходимых прав и привилегий	
13	УПД.6	Ограничение неуспешных попыток доступа в информационную (автоматизированную) систему	
14	УПД.10	Блокирование сеанса доступа пользователя при неактивности	

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
15	УПД.11	Управление действиями пользователей до идентификации и аутентификации	
16	УПД.13	Реализация защищенного удаленного доступа	Осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера TOPAZ
17	УПД.14	Контроль доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем	Организация возможности доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем осуществляется только через уровень ДП. В ТП осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера TOPAZ.
		Защита машинных носителей информации (ЗНИ)	
18	ЗНИ.0	Разработка политики защиты машинных носителей информации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
19	ЗНИ.1	Учет машинных носителей информации	
20	ЗНИ.2	Управление физическим доступом к машинным носителям информации	
21	ЗНИ.5	Контроль использования интерфейсов ввода (вывода) информации на машинные носители информации	Реализация требований достигается путем ограничения доступа (в том числе физического) к портам ввода-вывода.
22	ЗНИ.7	Контроль подключения машинных носителей информации	
23	ЗНИ.8	Уничтожение (стирание) информации на машинных носителях информации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
		Аудит безопасности (АУД)	
24	АУД.0	Разработка политики аудита безопасности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
25	АУД.1	Инвентаризация информационных ресурсов	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» Возможность отправки данных по протоколу syslog в SIEM ArcSightManager (Logger) в ДП для проведения инвентаризации. Выявление новых устройств подсистемой анализа защищенности.
26	АУД.2	Анализ уязвимостей и их устранение	Реализуется подсистемой анализа защищенности на вышестоящем уровне
27	АУД.3	Генерирование временных меток и (или) синхронизация системного времени	Использование в контроллере TOPAZ надежных меток времени посредством протоколов NTP и PTP с использованием служб ntpd и ptpd соответственно.
28	АУД.4	Регистрация событий безопасности	Настройка локального хранения журнала событий на ПЛК TOPAZ с возможностью отправки по протоколу syslog в SIEM ArcSightManager (Logger).
29	АУД.6	Защита информации о событиях безопасности	Реализуется в контроллере TOPAZ путем защиты хранимых записей аудита от несанкционированного удаления. ОС контроллера TOPAZ предотвращает модификацию хранимых записей аудита в журнале аудита. Доступ к журналу безопасности доступен только администратору.
30	АУД.7	Мониторинг событий безопасности	Реализуется функцией ОС контроллера TOPAZ, которая предоставляет администратору возможность просмотра всей информации о записях аудита.
31	АУД.8	Реагирование на сбои при регистрации событий безопасности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» и использованием SIEM ArcSightManager (Logger), в которую отправляются данных с устройств
32	АУД.10	Проведение внутренних аудитов	

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
			соответствующих уровней.
		Обеспечение целостности (ОЦЛ)	
33	ОЦЛ.0	Разработка политики обеспечения целостности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
34	ОЦЛ.1	Контроль целостности программного обеспечения	Реализуется функцией ОС ПЛК TOPAZ, контролирующей программные и информационные объекты загружаемой операционной системы (файлы и каталоги) на наличие изменений содержимого объектов, изменений перечня существующих объектов. Операция проверки целостности хранимых данных может осуществляться по запросу администратора либо в заданный администратором с использованием системного планировщика момент времени
		Обеспечение доступности (ОДТ)	
35	ОДТ.0	Разработка политики обеспечения доступности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
36	ОДТ.4	Резервное копирование информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера TOPAZ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.
37	ОДТ.5	Обеспечение возможности восстановления информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера TOPAZ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.
38	ОДТ.6	Обеспечение возможности восстановления программного обеспечения при нештатных ситуациях	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур восстановления из резервных копий конфигурации контроллера TOPAZ и используемого программного обеспечения.
39	ОДТ.8	Контроль предоставляемых вычислительных ресурсов и каналов связи	Реализуется в рамках процедур приемки системы в эксплуатацию и (или) в рамках технического обслуживания.
		Защита технических средств (ЗТС)	
40	ЗТС.0	Разработка политики защиты технических средств и систем	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р.
41	ЗТС.2	Организация контролируемой зоны	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р., обеспечением физических мер защиты, организации пропускного и внутриобъектового режима, использованием замков на электротехнических шкафах, боксах и т.п.
42	ЗТС.3	Управление физическим доступом	
43	ЗТС.4	Размещение устройств вывода (отображения) информации, исключающее ее несанкционированный просмотр	
44	ЗТС.5	Защита от внешних воздействий	
45	ЗИС.0	Разработка политики защиты информационной (автоматизированной) системы и ее компонентов	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
46	ЗИС.1	Разделение функций по управлению (администрированию) информационной (автоматизированной) системой с иными функциями	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», а также функциями ОС и ПО TOPAZ по разделению функций пользователей и администраторов.
47	ЗИС.2	Защита периметра информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
48	ЗИС.3	Эшелонированная защита	Реализуется сегментированием сети по

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
		информационной (автоматизированной) системы	технологии VLAN, функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
49	ЗИС.5	Организация демилитаризованной зоны	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
50	ЗИС.6	Управление сетевыми потоками	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
51	ЗИС.8	Сокрытие архитектуры и конфигурации информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
52	ЗИС.19	Защита информации при ее передаче по каналам связи	Реализуется подсистемой криптографической защиты каналов связи на базе программируемых логических контроллеров с функциями шлюза безопасности TOPAZ (СКЗИ «ViPNet Client 4»)
53	ЗИС.20	Обеспечение доверенных канала, маршрута	
54	ЗИС.21	Запрет несанкционированной удаленной активации периферийных устройств	Реализуется путем ограничения сетевого взаимодействия перечнем необходимых IP-адресов и портов, а также настройкой периферийных устройств.
55	ЗИС.32	Защита беспроводных соединений	Реализуется подсистемой криптографической защиты каналов связи на базе программируемых логических контроллеров с функциями шлюза безопасности TOPAZ (СКЗИ «ViPNet Client 4»)
56	ЗИС.34	Защита от угроз отказа в обслуживании (DOS, DDOS-атак)	Реализуется функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
57	ЗИС.35	Управление сетевыми соединениями	Реализуется функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
		Управление обновлениями программного обеспечения (ОПО)	
58	ОПО.0	Разработка политики управления обновлениями программного обеспечения	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» , а также технической поддержкой эксплуатируемого программного обеспечения
59	ОПО.1	Поиск, получение обновлений программного обеспечения от доверенного источника	
60	ОПО.2	Контроль целостности обновлений программного обеспечения	
61	ОПО.3	Тестирование обновлений программного обеспечения	
62	ОПО.4	Установка обновлений программного обеспечения	

Разрабатываемая КОИБ отвечает следующим требованиям:

- Требованиям Федерального закона №187-ФЗ от 26.07.2017 г. и его подзаконных актов;
- Требованиям Приказа Министерства энергетики РФ от 6 ноября 2018 г. № 1015 "Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования";
- Требованиям, утвержденным Приказами ФСТЭК России № 239, 235, 31 (в зависимости от результатов категорирования в соответствии с Правилами категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 8 февраля 2018 г. N 127).

3.3.7. Обеспечение синхронизации времени элементов комплекса

Прикладная функция синхронизации с единым астрономическим временем всех компонентов, входящих в состав комплекса средств автоматизации служит для обеспечения правильной хронологической последовательности событий, которые передаются на верхний уровень, или регистрируются на месте.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на уровне АСДУ филиала НМ, строится на базе сервера точного времени, который по технологической сети доступен все контролируемым пунктам.

Системное время УСПД подстанции синхронизируется с временем сервера точного времени АСДУ Филиала НМ по протоколу NTP, для чего в стандартный состав комплекта программного обеспечения включены соответствующие компоненты.

Синхронизация системного времени всех модулей комплекса автоматизации, подключаемых к УСПД по интерфейсу RS-485 средствами протокола МЭК 60870-101. Все модули формируют сигналы с привязкой ко времени с точностью не хуже 1мс. Метка времени сигналам ТС присваивается в модулях, осуществляющих функции телесигнализации. Метка времени сигналам ТИ присваивается в модулях, осуществляющих функции телеизмерений в соответствии с требованиями в момент формирования сигнала.

Системно время приборов учета также синхронизируется с системным временем УСПД по интерфейсу RS-485 с использованием протокола СПОДЕС.

3.4. Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

3.4.1. Общие сведения о ПТК

Система телемеханики ТП строится на базе ПТК «TOPAZ», производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи (г. Москва).

ПТК «TOPAZ» имеет действующее разрешение на применение федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, и сертификаты о соответствии требованиям Технических регламентов Таможенного союза № 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и № 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

Программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на базе оборудования «TOPAZ» прошел аттестацию в АО «НТЦ ФСК ЕЭС» и имеет действующее заключение аттестационной комиссии о рекомендации для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» для применения в качестве автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на электрических подстанциях 6-750кВ ДЗО ПАО «Россети» (аттестационное заключение №113-82/20 от 15.12.2020 с продлением № 11ПД-6/22 от 28.01.2022).

Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ прошел аттестацию в АО «НТЦ ФСК ЕЭС» и имеет действующее заключение аттестационной комиссии о рекомендации для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» для применения на электрических подстанциях 6-750 кВ ДЗО ПАО «Россети» в качестве системы сбора и передачи информации (ССПИ) (аттестационное заключение №113-60/20 от 15.09.2020 с продлением № 11ПД-86/21 от 02.12.2021).

Роутер TOPAZ GSM (ТУ 4230-003-89466010-2012). Идентификационное наименование ПО: TOPAZ Linux. прошел аттестацию в АО «НТЦ ФСК ЕЭС» и имеет действующее заключение аттестационной комиссии о рекомендации для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» в качестве устройства, предназначенного для решения задач организации связи, автоматизации, телемеханики и диспетчеризации. (аттестационное заключение №113-44/20 от 22.06.2020 с продлением №11П-49/21 от 13.07.2021).

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) «TOPAZ» прошел испытания на совместимость с комплексами на базе Альфа-ЦЕНТР и «Пирамида».

ПТК «TOPAZ» имеет модульную структуру технических и программных средств, позволяющую развивать комплекс АСТУ в соответствии с развитием энергосетевого хозяйства, обеспечивать наращивание информационной модели.

Все контроллеры, выполняющие измерительные функции внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и имеют соответствующие свидетельства об утверждении типа средств измерений.

3.4.2. Структура комплекса технических средств ТП

Комплекс технических средств ТП состоит из основного комплекта ИВКЭ, выполненного в виде навесного шкафа размерами 400x500x210 и контроллеров присоединения модульного типа, устанавливаемых низковольтных отсеках ячеек КРУ среднего напряжения.

В качестве основного комплекта телемеханики и учёта применен комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225», производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи», в состав которого входит следующее оборудование:

- Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC Data Access Server MX240-E4Tx1000-R8-2GSM-TM с коммуникационными портами связи RS-485, Ethernet, с программным обеспечением для выполнения функций телемеханики и АИИС КУЭ;
- Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C для осуществления общей телесигнализации на КП;
- Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU5-1R-8DI-3DOC-3L-LV-Pr для организации телеуправления АВР.
- Блок питания TOPAZ PW220/24V-AC/DC для электропитания оборудования телемеханики;
- Модуль резервного электропитания TOPAZ RPS 24V для осуществления корректного завершения работы системы при пропаже основного и резервного источников электроснабжения;
- Два автоматических выключателя характеристикой С и номинальным током 6А;
- Комплект программного обеспечения «АРМ-Д-КП-TOPAZ», устанавливаемый на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-2GSM-TM, и обеспечивающий работу сервера на программном уровне.

Сборочный чертеж комплекта «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» и перечень элементов представлен на чертеже 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ВО.1.

Схемы подключения устройств телемеханики представлены на чертеже 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ СБ.3.

3.4.3. Основные характеристики контроллеров подстанции

В таблице 5 приведены основные технические характеристики устройства сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-2GSM-TM, использующихся в качестве контроллеров подстанции.

Таблица 5. Характеристики устройства сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-2GSM-TM

Наименование параметра	Значение
Общие параметры	
Способ крепления	DIN-рейка 35мм
Количество каналов питания, шт.	2
Номинальное напряжения питания, В	24
Рабочий диапазон питания постоянным током, В	15-30
Ток потребления (при 24В), не более, мА	Из расчета ~ 100мА на модуль
Гальваническая изоляция, кВ	2,5
Масса, кг, не более	0,8
Габаритные размеры одного модуля (длина; ширина; высота),	114,5; 99; 66 мм
Средняя наработка на отказ, часов	100 000
Среднее время восстановления на объекте эксплуатации, не более, ч	0,25
Средний срок службы, лет	20
Диапазон рабочих температур, єС	от минус 40 до 70
Центральный процессор	
Тип процессора	ARM Cortex-A8
Частота, МГц	1000
Память ОЗУ, Мб	512 (DDR3)
Память ПЗУ, ГБ	4 (eMMC)
Операционная система	Linux 4.1.18
Интерфейс Ethernet TX	
Количество портов в базовом варианте	2
Скорость передачи, Мбит/с	10/100/1000
Тип разъёма	RJ-45 (8 конт.)
Возможности расширения *	До 8 независимых портов
Интерфейс RS-485	
Количество портов в базовом варианте	4
Скорость передачи, бит/с	2400-500000(по заказу до 4 Мбит/с)
Режим передачи	асинхронный
Длина линии связи «витая пара», не более, м	1200
Максимальное количество устройств в сегменте сети RS485, шт	254
Сопротивление согласующего резистора, Ом	120
Возможности расширения	До 16 независимых портов
Интерфейс USB	
Количество портов	1
Разъём	MicroUSB-AB
Поддержка спецификации	USB OTG
Встроенные часы	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности встроенных часов, с/сутки	± 0,04
Программное обеспечение	
Поддерживаемые протоколы	МЭК-60870-5-101; МЭК-60870-5-104 МЭК-60870-6 (TASE2) МЭК-61850-8.1(GOOSE, MMS); МЭК-61850-9.2 (SV20, SV80, SV256) Протоколы РЗА (МЭК-60870-5-103, SPA-BUS, Старт, и другие) OPC UA MODBUS-Serial, MODBUS-TCP Протоколы счетчиков (меркурий, СЭТ и другие)

Наименование параметра	Значение
Разработка пользовательских алгоритмов, алгоритмов блокировки, алгоритмов автоматического резервирования и автоматической реконфигурации сети,	Поддержка LUA, IEC 61131
Конфигурирование и просмотр текущих параметров	TOPAZ TM Builder, DBViewer, Web-server
Функции сетевого резервирования	PRP, HSR

3.4.4. Основные характеристики устройств телемеханики.

Для контроля и управления присоединениями распределительного устройства среднего напряжения применены установленные в ячейках КРУ модули телемеханики TOPAZ HVD3-RTU5-2R-8DI-3DOC-3L-2LV

Основные технические характеристики указанных модулей представлены в таблице 6.

Модули TOPAZ HVD3-RTU5-2R-8DI-3DOC-3L-2LV, являются средствами измерения. Устройство включено в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Свидетельство об утверждении типа средства измерения RU.C.34.004.A №49360. Регистрационный № 52282-12, Документ на поверку ПЛСТ.421457.МП. Интервал между поверками 10 лет.

Таблица 6. Характеристики модуля TOPAZ HVD3-RTU5.

Наименование параметра	Значение
Общие характеристики	
Номинальное напряжения питания (два канала — основное и резервное), В	24
Рабочий диапазон питания постоянным током, В	15-30
Ток потребления устройствами(при 24В), мА	150
Скорость обмена данными по интерфейсу RS-485, бит/с	2400; 4800; 9600; 19200; 38400; 57600; 115200
Протокол обмена по интерфейсу RS-485	МЭК 870-5-101, Modbus RTU
Время начального запуска устройства, не более, с	2
Масса, кг, не более	1
Габаритные размеры	159x100x70
Межповерочный интервал, лет	10
Средняя наработка на отказ, часов	140000
Среднее время восстановления на объекте эксплуатации	Не более 0,25ч
Средний срок службы, лет	20
Каналы телесигнализации	
Общие требования	Метка времени телеинформации присваивается в УСО. Каналы ТС гальванически развязанные (без использования внешних промежуточных реле) дискретные входы с программируемым уровнем 0 и 1 в диапазоне 12 — 250 В переменного или постоянного тока с интегрированием и фильтрацией, не допускающими ложных срабатываний и пропусков полезных сигналов.
Число каналов	RTU5 — 1 шт
Напряжение на входе канала дискретного ввода, В	=/~ 5...250
Входное сопротивление (=12 В; =24 В; =/~ 220 В), кОм	3,9; 3,9; 200
Номинальное значение входных токов (=12 В; =24 В; =/~ 220 В), мА	2; 4; 1
Каналы дискретного контроля напряжения	
Число каналов	3
Контролируемое напряжение по каждой фазе (для ячейки КРУ через емкостной делитель), В	1...310
Входное сопротивление, МОм	3,6
Каналы телеуправления	
Общие требования	Интегрированные каналы телеуправления (без использования внешних промежуточных реле) с импульсной (до 3 сек.) коммутацией переменного и постоянного тока (до 5А) напряжением до 250В без образования дуги. Обеспечена диагностика неисправности цепей управления, анализ достоверности сигналов положения управляемого коммутационного аппарата и невозможность выдачи ложной команды телеуправления при выходе из строя любого элемента канала. Возможность блокировки выдачи ТУ по внешнему аппаратному сигналу.
Число каналов	3
Коммутируемое напряжение переменного/постоянного тока цепи управления, В	5...275/400

Наименование параметра	Значение
Нагрузочная способность по цепям управления в непрерывном режиме, А, не более	3
Нагрузочная способность по цепям управления в импульсном режиме (<10 мс), А, не более	15
Кол-во срабатываний под нагрузкой (не менее):	100 000

3.4.5. Решения по электропитанию технических средств телемеханики

Электропитание системы телемеханики организовывается от системы электропитания собственных нужд подстанции. Для электропитания устройств телемеханики используется автомат QF 8 в ШПСН-В луча Б.

В ШПСН-В луча А предусматривается автоматический выключателю для питания электроприводов ячеек RM6.

Цепи питания электроприводов коммутационных аппаратов (КА) моноблоков IDI (кабельные блоки) в каждом луче проходят через ключи «Запрет ТУ», обеспечивающие снятие напряжения с цепей питания электроприводов и безопасность персонала при выполнении работ. При переключении ключа в положение «Местное управление» в любом из лучей подстанции, возможность дистанционного управления приводами отключается в обоих лучах.

Цепи питания электроприводов ячеек трансформаторных моноблоков запитаны от устройства АВР 6-20 кВ. Для обеспечения безопасности при выполнении работ на моноблоках необходимо вывести из работы устройство АВР 6-20 кВ.

Настоящим проектом предусмотрено автоматическое отключение напряжения питания электроприводов при выходе из режима телеуправления, для чего в составе комплекта телемеханики предусмотрены управляемые контакторы.

Для обеспечения необходимого времени автономного функционирования системы телемеханики, настоящим решением предусматривается применение ионисторного накопителя электроэнергии – модуля резервирования TOPAZ RPS 24V1A. Указанный модуль обеспечивает функционирование в требуемых климатических условиях. Модуль обеспечивает не менее 10 секунд (при максимальной загрузке данного модуля, то есть при токе нагрузки 9 А) работы комплекса телемеханики в режиме аварии электропитания комплекса, что обеспечивает возможность формирования сигналов о состоянии контролируемого оборудования в момент пропадания электропитания комплекса.

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания. При этом если имеет значение очередность запуска или разрешенная температура запуска функциональных узлов системы, то контроллер питания позволяет их установить.

Электропитание сигналов типа «сухой контакт» осуществляется от контроллеров телемеханики, установленных на соответствующих присоединениях.

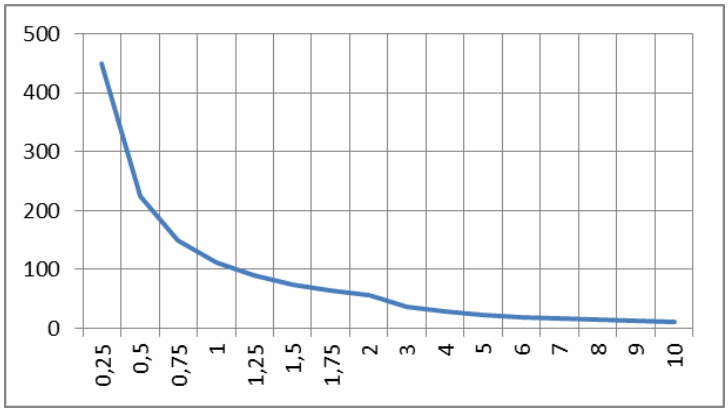
Технические характеристики Модуля резервирования RPS 24V 1A.

Модуль предназначен для поддержания электропитания нагрузки постоянного тока напряжением 24В при кратковременном пропадании внешнего электропитания, а также для корректного завершения работы устройств при полном отключении внешнего электропитания.

Модуль работает по принципу накопления энергии в электрическом поле ионисторов при работе в буферном режиме. Расчетная энергетическая емкость элементов модуля составляет 4 кДж.

Номинальная мощность нагрузки – от 0 до 240 Вт (0 –10 А). Время бесперебойной работы устройств от модуля при отключении внешнего электропитания зависит от величины нагрузки и определяется соотношением: t=Q/Pн, где t – время работы, Q – энергетическая емкость элементов, Pн – мощность нагрузки.

График зависимости времени работы (в секундах) от величины тока нагрузки (в амперах), приведен на рисунке.



I нагрузки, А	t, с
0,25	450
0,5	225
0,75	150
1	112,5
1,25	90
1,5	75
1,75	64,28571
2	56,25
3	37,5
4	28,125
5	22,5
6	18,75
7	16,07143
8	14,0625

9	12,5

Таблица 7. Характеристики модуля TOPAZ RPS 24V 1A.

Наименование параметра	Значение
Внешний вид	
Номинальное входное напряжение, В	24
Максимальное входное напряжение, В	28
Номинальное выходное напряжение (при наличии входного питания), В	24
Номинальное выходное напряжение (при отсутствии входного питания), В	22
Максимальный ток нагрузки, А	1
Запасаемая энергия, кДж	4,0
Время автономной работы, при токе нагрузки 1 А, мин	3
Масса, кг, не более	1
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм	160x100x77

Расчет времени автономного бесперебойного питания

Ниже представлен расчет максимального тока потребления средств телемеханики для проверки требования по обеспечению необходимого времени автономного функционирования модуля резервирования TOPAZ RPS 24V1A при пропадании внешнего электропитания.

Таблица 8. Расчет максимального тока нагрузки

Наименование	Кол-во, шт	Ток потребления, мА	Суммарный ток потребления, мА
Комплект ТМ «TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1020»: TOPAZ DAS MX240-E2Tx1000-R4-2GSM-TM Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU5-Pr	 1 1 1	 350 150 150	 350 150 150
устройства телемеханики TOPAZ HVD3-RTU5	9	200	1800
			2450

Согласно графику зависимости времени от величины тока нагрузки, время бесперебойной работы устройств от модуля при отключении внешнего электрического питания составит около 35 с для расчетного значения тока нагрузки Iн = 3.58А. Таким образом, полученное значение соответствует требованиям ТЗ по времени работы автономной работы при пропадании внешнего электропитания.

Выбор кабеля электропитания системы.

По условию длительно допустимого тока:

Для обеспечения питания системы ТМ используются блоки питания производства Weidmuller. Номинальные значения входных параметров блока питания: $U_{ном}$ = 220 VAC, $P_{ном}$ = 180 Вт. Номинальный ток питания системы телемеханики I = 0.8 А

В соответствии с табл. 1.3.4 ПУЭ для протекания тока I = 0.8 А достаточно сечение проводника 0,5 мм^2.

По условию механической прочности:

Для меди жилы кабеля для присоединения под винт к зажимам панелей должны иметь сечение не менее 1,5 мм2(п.п.3.4.4. ПУЭ)

По условию нагрева:

При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением 1,5 мм^2 равен 23 А (табл. 1.3.4 ПУЭ) Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся.

Таким образом, приняв сечение нулевого проводника N и защитного проводника PE равным сечению фазного проводника, для питания системы телемеханики выбираем кабель в поливинилхлоридной изоляции ВВГнг-LS 3х1,5 мм2.

3.4.6. Заземление технических средств.

Все внешние элементы технических средств телемеханики, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь зануление или защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и «Правилами устройства электроустановок».

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и нормальной работы систем телемеханики выполняются защитное и рабочее заземление устройств этих систем.

Защитное заземление выполняется с учетом существующей заземляющей сети подстанции путем присоединения конструкций шкафа к закладным металлическим конструкциям (уголкам, швеллерам), соединенных с контуром заземления здания.

Рабочее заземление допускается осуществлять присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств.

Заземление территориально рассредоточенных технических средств ПТК должно выполняться по месту их установки.

Все устанавливаемые технические средства, имеющие металлический корпус, должны иметь наружную клемму для видимого присоединения заземляющего проводника.

Заземление экранов контрольных кабелей необходимо выполнить с обеих сторон. Заземление экранов кабелей межмашинного обмена выполнить с одной стороны (со стороны ОПУ). Заземление экранов кабелей произвести к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств или к контуру заземления электроустановки согласно ГОСТ 23585-79

3.4.7. Решения по размещению технических средств на объекте.

Для размещения оборудования телемеханики предусматривается электротехнический шкаф навесного исполнения размером не более 400х500х210 (ШхВхГ) с металлической монтажной панелью для установки оборудования. В шкафу устанавливается Сервер сбора, обработки и передачи данных, а также система гарантированного электропитания системы телемеханики. Комплект ИВКЭ устанавливается на стене в помещении учёта подстанции в соответствии с чертежами 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С7.1.

При необходимости установки дополнительного оборудования (например, комплектов связи), места установки дополнительного оборудования уточняются при привязке или специальным проектом и согласовываются в технических службах НМ филиала Филиал «Новая Москва».

Модули телемеханики HVD3 устанавливаются в низковольтном отсеке КРУ согласно схеме размещения 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ СА1.

Установка модулей, подключение цепей управления и контроля выполняется предпочтительно в заводских условиях. При монтаже в полевых условиях должны быть предусмотрены крепежные изделия согласно ФЗЭА-1.2.3.1.

Подключение цепей управления, контроля и измерения выполняется согласно 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4.

Цепи контроля наличия напряжения на концах кабельных линий подключить непосредственно к свободным штатным посадочным местам на корпусе проходных изоляторов. Для подключения использовать винт с резьбой М4 и длиной резьбовой части не более 6 мм и кольцевой наконечник с наружным диаметром кольца не более 5мм.

Приборы учета устанавливаются на панелях учета или в шкафах учета, которые размещаются на стенах в помещениях подстанции в соответствии с планами размещения оборудования в помещениях подстанций

При наличии пристройки для размещения приборов учета, все приборы учета размещаются в пристройке.

Все схемы размещения оборудования в помещениях подстанций, для различных типов подстанций разрабатываются а рамках разделов «Силовое электрооборудование» и «Архитектурные решения».

3.4.8. Решения по защите от несанкционированного доступа

Для обеспечения защиты аппаратных средств от несанкционированного доступа предусматривается:

– Пломбирование электросчетчиков и их испытательных клеммных колодок, а также пломбирование двери корпуса УСПД;

– Маркирование разъемных соединений коммутационных аппаратов в цепях учета специальными номерными знаками визуального контроля.

– Наличие замков со спецключом на дверях корпуса УСПД.

– Данные в УСПД защищены паролями, причем ввод пароля администратора в УСПД возможен только при открытии двери (наличии ключа и снятии пломбы).

Корпоративная политика Филиал «Новая Москва» подразумевает наличие лицензионных средств безопасности в составе технологической сети передачи данных.

Все необходимые меры по обеспечению безопасности выполняются эксплуатирующей организацией.

3.5. Решения по составу информации и способам её организации.

3.5.1. Организация сбора и передачи информации.

Источниками сигналов и данных в системе являются устройства телемеханики, контролирующие состояние силового оборудования ТП.

Формирование дискретных сигналов осуществляется циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически, при изменении состояния контролируемого оборудования с присваиванием метки времени наступления события. Трансляция сигналов на верхний уровень осуществляется без обработки сигналов.

Аналоговые сигналы формируются в системе телемеханики циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически при выходе значений измеряемых величин за пределы установленных значений апертур. На верхнем уровне SCADA-системы настраиваются таблицы привязки сигналов. В базу данных заносится значение сигнала с указанием времени возникновения сигнала. Значения апертур настраиваются в устройствах телемеханики нижнего уровня.

При превышении значений уставок максимума и минимума измеряемых величин, устройства телемеханики формируют соответствующий телесигнал, который далее проходит по системе как обычный телесигнал.

Команда «общий опрос» инициализируется при старте и периодически в соответствии с параметром настройки протокола обмена. Для объектов распределительной сети НМ – филиала Филиал «Новая Москва», периодичность общего опроса принята 600 с.

Значения апертур для систем телемеханики распределительной сети НМ – филиала Филиал «Новая Москва» приняты на основании опыта эксплуатации объектов. В таблице представлены рекомендуемые значения апертуры, выраженные в абсолютных единицах для различных типов телеинформации.

Таблица 9. Значения апертур для различных типов телеинформации.

	Контролируемый параметр	Абсолютное значение апертуры
1	Ток нагрузки на присоединениях среднего напряжения	1 А
2	Ток нагрузки на вводе секции РУ-0,4 кВ	1 А
3	Напряжение на шинах секции среднего напряжения	0,1 кВ
4	Напряжение на шинах секции низкого напряжения	1 В
5	Частота переменного напряжения в сети	0,1 Гц
6	Значение активной (реактивной, полной) мощности	10 кВт (кВар, кВА)
7	Температура воздуха в помещении подстанции	0,5 °С
8	Напряжение на шинах 24В питания системы ТМ	0,25 В
9	Сила тока в цепях питания системы ТМ	0,25 А

3.5.2. Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта

Информационный обмен с сервером ДП (ЦППС) осуществляется в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

IP-адреса и адреса ASDU вновь подключаемых контролируемых пунктов присваиваются в соответствии с требованиями администратора технологической сети телемеханики НМ.

Измерительная информация должна быть унифицирована на уровне контролируемого пункта и передаваться на диспетчерский пункт в соответствии с таблицей:

Таблица 10. Точность обработки передаваемой телеинформации.

	Наименование параметра (группы параметров)	Единицы измерения	Точность обработки (округление)
1	Напряжение на шинах секции РУ СН	кВ	0,1 (один знак после запятой)
2	Частота переменного тока в сети РУ СН	Гц	0,01 (два знака после запятой)
3	Напряжение на шинах РУ НН	В	0,1 (один знак после запятой)
4	Сила тока нагрузки на присоединениях СН	А	0,1 (один знак после запятой)
5	Температура в помещении РУ	°С	0,1 (один знак после запятой)
6	Активная мощность нагрузки на присоединениях СН	кВт	0,1 (один знак после запятой)
7	Реактивная мощность нагрузки на присоединениях СН	кВАР	0,1 (один знак после запятой)
8	Полная мощность нагрузки на присоединениях СН	кВА	0,1 (один знак после запятой)
9	Косинус φ	–	0,01 (два знака после запятой)

Телеинформация с контролируемых пунктов должна передаваться на ЦППС ДП в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 следующими типами кадров:

Передача ТС:

- Одноэлементная информация при общем опросе: <1> := одноэлементная информация M_SP_NA_1
- Одноэлементная информация при спорадике: <30> := одноэлементная информация с меткой времени CP56 Время2а M_SP_TB_1
- Двухэлементная информация при общем опросе: <3> := двухэлементная информация M_DP_NA_1
- Двухэлементная информация при спорадике: <31> := двухэлементная информация с меткой времени CP56Время2а M_DP_TB_1

Передача ТИ:

- ТИ при общем опросе: <13> := значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой M_ME_NC_1
- ТИ при спорадике: <36> := значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой с меткой времени CP56Время2а M_ME_TF_1

Передача ТИИ:

- ТИИ при общем опросе: <15> := интегральная сумма M_IT_NA_1
- ТИИ при спорадике: <37> := интегральная сумма с меткой времени CP56Время2а M_IT_TB_1

Передача команд ТУ:

CON <45> := однопозиционная команда C_SC_NA_1

Применение других типов кадров допустимо в исключительных случаях и может быть реализовано только после согласования с СЭТМ НМ – филиала Филиал «Новая Москва».

3.5.3. Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет».

3.5.3.1. Перечень выходных данных

В счётчике с внутренним тарификатором предусмотрена фиксация следующих внутренних данных и параметров по адресному/широковещательному запросу (защёлка):

- время и дата фиксации;
- энергия по A+, R+ по сумме тарифов;
- энергия по A+, R+ по тарифу 1;
- энергия по A+, R+ по тарифу 2;
- энергия по A+, R+ по тарифу 3;
- энергия по A+, R+ по тарифу 4;
- активная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- реактивная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- полная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- напряжение по каждой фазе;
- ток по каждой фазе;
- коэффициент мощности по каждой фазе и сумме фаз;
- частота;
- углы между основными гармониками фазных напряжений.

Входными данными от счётчиков в ИВК (транзит через УСПД), являются:

- мощность активная прямая (получасовая);
- мощность активная обратная (получасовая);
- мощность реактивная прямая (получасовая);
- мощность реактивная обратная (получасовая);

Текущие показания счётчиков вычитываются из УСПД по запросу ИВК.

Величина коммерческого интервала – 30 мин.

3.5.3.2. Описание выходных данных

Данные о параметрах энергопотребления (суточный, месячный протоколы) в виде таблиц, отчетов и графиков.

Печатные документы по форме шаблонов

Основной шаблон – шаблон, по которому строятся все типы отчетов: годовой, месячный (произвольный), суточный.

Прием/отдача активной/реактивной энергии
по всем фидерам объекта за сутки 14-09-2017

стр. 2 v 14.04.01 пз+

сформирован : 15-09-2017 15:39:58

[ст] - статус интервала (0-норм. 1-коррекция врем. 2-авария 3-откл)
[дб|есть] - полнота данных (для случаев, когда со счетч. берутся только тех.инт.)

Подстанции
N об. 666 6666

с
по

адр.
ФИО
тел.

110 кВ шина N4076 **Фидер N** 66 0804130266

измерения A+ + + A- 1/2 ТТ (1/1) %пот.лин. 1 на сч. Kтт 1 М 1 сч. N 804130266 СЭТ-4ТМ
R+ + + R- 1/2 ТН (1/1) %пот.тр. 1 на сч. Kтн 1 сост норм инт 30

	время	Активная энергия Прием показания	кВтч	ст	дб|есть	Активная энергия Отдача показания	кВтч	ст	дб|есть	Реактивная энергия Прием показания	кварч	ст	дб|есть	Реактивная энергия Отдача показания	кварч	ст	дб|есть
44	22:00																
45	22:30																
46	23:00																
47	23:30																
48	24:00																
	максимум					максимум				максимум				максимум			
	итого					итого				итого				итого			

110 кВ шина N4076 **Фидер N** 104 104

измерения A+ + + A- 1/2 ТТ (1/1) %пот.лин. 1 на сч. Kтт 1 М 1 сч. N 104 СЭТ-4ТМ
R+ + + R- 1/2 ТН (1/1) %пот.тр. 1 на сч. Kтн 1 сост норм инт 30

	время	Активная энергия Прием показания	кВтч	ст	дб|есть	Активная энергия Отдача показания	кВтч	ст	дб|есть	Реактивная энергия Прием показания	кварч	ст	дб|есть	Реактивная энергия Отдача показания	кварч	ст	дб|есть
1	00:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
2	01:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
3	01:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
4	02:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
5	02:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
6	03:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
7	03:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
8	04:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
9	04:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
10	05:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
11	05:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
12	06:00	90.31840	.000	1	1 1	.14520	.000	1	1 1	1.18080	.000	1	1 1	.97040	.000	1	1 1
13	06:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
14	07:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
15	07:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
16	08:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
17	08:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
18	09:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
19	09:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
20	10:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
21	10:30	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
22	11:00	90.31840	.000	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97040	.000	0	1 1
23	11:30	90.46360	.148	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97120	.001	0	1 1
24	12:00	90.65720	.197	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97160	.000	0	1 1
25	12:30	90.85040	.197	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97240	.001	0	1 1
26	13:00	91.04400	.197	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97320	.001	0	1 1
27	13:30	91.23880	.199	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97400	.001	0	1 1
28	14:00	91.43400	.199	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97440	.000	0	1 1
29	14:30	91.62920	.199	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97520	.001	0	1 1
30	15:00	91.82440	.199	0	1 1	.14520	.000	0	1 1	1.18080	.000	0	1 1	.97600	.001	0	1 1

Протокол первичный строится по трем шаблонам: Протокол Первичный Суточный, Протокол Первичный Месячный и Протокол Первичный Годовой. Данные шаблоны имеют одинаковую структуру, но имеют незначительные изменения в части текстовых полей и таблиц.

Протокол формирует отдельно на каждую точку учета.

v 11.05.02

14-09-2017

Адрес _____ **ПРОТОКОЛ** (первичный) Абонент _____

Ведомственная принадлежность _____ записей показаний счетчиков и вольтметров Питающий центр _____

сформирован: 15-09-2017 15:43:16

Подстанции
N об 666 6666

Кл.напр. 110 кВ
N фид 104 104

сч. N 104 коэф. ТТ 1 / 1 Kтт=1
коэф. ТН 1 / 1 Kтн =1

час	Активная Эл.Эн. приём показания счетчика	расход АЭ (кВтч)	Реактивная Эл.Эн. приём показания счетчика	расход РЭ (кварч)	Cos() "фи"	tg() "фи"	полная мощность ква	Показания вольтметра (В) а/п	п/п
00	90.318400		1.180800						
01	90.318400	.00	1.180800	.00					
02	90.318400	.00	1.180800	.00					
03	90.318400	.00	1.180800	.00					
04	90.318400	.00	1.180800	.00					
05	90.318400	.00	1.180800	.00					
06	90.318400	.00	1.180800	.00					
07	90.318400	.00	1.180800	.00					
08	90.318400	.00	1.180800	.00					
09	90.318400	.00	1.180800	.00					
10	90.318400	.00	1.180800	.00					
11	90.318400	.00	1.180800	.00					
12	90.657200	.34	1.180800	.00			.34		
13	91.044000	.39	1.180800	.00			.39		
14	91.434000	.39	1.180800	.00			.39		
15	91.824400	.39	1.180800	.00			.39		
16	92.213200	.39	1.180800	.00			.39		
17	92.604000	.39	1.180800	.00			.39		
18	92.996800	.39	1.180800	.00			.39		
19	93.258000	.26	1.180800	.00			.26		
20	93.258000	.00	1.180800	.00					
21	93.258000	.00	1.180800	.00					
22	93.258000	.00	1.180800	.00					
23	93.258000	.00	1.180800	.00					
24	93.258000	.00	1.180800	.00					

Потребление эл.энергии ЧАСЫ	активной квтч	реактивной кварч	Средняя нагрузка актив. квтч	реактив. кварч	полная ква	Средневзвеш. коэф. мощности
с 0 до 8 ч.	.00	.00	.00	.00		
с 8 до 16 ч.	1.89	.00	.24	.00	.24	
с 16 до 24 ч.	1.04	.00	.13	.00	.13	
с 0 до 24 ч.	2.94	.00	.12	.00	.12	

Запись показаний счетчика

1 _____ фамилия _____ _____ фамилия
2 _____ фамилия _____
3 _____ фамилия _____

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ПЗ

Лист 36

Формат А4

Протокол суммарный строится по трем шаблонам: Протокол Суммарный Суточный, Протокол Суммарный Месячный и Протокол Суммарный Годовой. Данные шаблоны имеют одинаковую структуру, но имеют незначительные изменения в части текстовых полей и таблицы.

Данный протокол отображает суммарные данные по всем счетчикам, входящим в данный ИВКЭ.

3.5.3.3. Описание массива информации

Массивом информации являются параметры настройки счётчика, а также служебные параметры.

В состав основных параметров настройки счётчиков Меркурий 234 входят:

- параметры каналов опроса счётчика;
- пароль первого и второго уровня доступа к данным;
- наименование точки учёта (места установки)
- сетевого адреса счётчика;
- текущего времени и даты;
- время интегрирования мощности счётчика (30 мин);
- тарифное расписание.

В состав служебных параметров, регистрируемых и хранимых в памяти счётчика, входят следующие основные параметры:

- включение и выключение питания счётчика, с указанием времени и даты;
- время сброса показаний;
- время отключения/включения фаз;
- время вскрытия/закрытия крышки (при наличии электронной пломбы);
- Коррекция даты и системного времени.

В состав основных параметров настройки УСПД входят:

- уникальный в пределах УСПД номер счётчика;
- пароль 1-ого уровня;
- постоянная счётчика;
- физический адрес счётчика
- параметры каналов сбора информации;
- текущее время;
- флага разрешения/запрета автоматического перехода с «летнего» времени на «зимнее», с «зимнего» времени на «летнее».

В состав служебных параметров, регистрируемых и хранимых в памяти УСПД, входят следующие основные параметры:

- Включение и выключение питания УСПД, с указанием времени и даты;
- коррекция даты и системного времени;
- Состояние каналов связи.

Служебные параметры, хранящиеся в памяти УСПД и счётчике, по запросу передаются на верхний уровень сбора информации.

3.5.3.4. Регламент передачи информации на уровень ИВК

Передача данных АИИС КУЭ в Филиал «Новая Москва» происходит по регламенту – раз в 30 минут или по запросу с сервера АИИС КУЭ филиала Филиал «Новая Москва» – «Энергоучет».

Передача данных коммерческого учета от ИВК в смежные системы осуществляется в формате xml, макет 80020.

По согласованию с заказчиком, и в целях сокращения объёма передаваемых данных, информация АИИС КУЭ передаётся 1 раз в сутки, во время, удобное для считывания показаний (регламентируется Филиал «Новая Москва»).

3.6. Решения по составу программного обеспечения

3.6.1. Описание программного обеспечения КТС

Программное обеспечение комплекса строится на базе компонентов программного комплекса TOPAZ, производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Программный комплекс TOPAZ имеет свидетельство федеральной службы по интеллектуальной собственности о государственной регистрации программы, за №2012619552.

Компоненты программного комплекса TOPAZ обеспечивают работу всех уровней программно-технических комплексов телемеханики, автоматики, АСУ ТП, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ.

В состав комплекса TOPAZ входят стандартные базовые и прикладные компоненты, также имеется возможность разработки и инсталляции специализированных компонентов.

Полное руководство на программное обеспечение представлено в открытом доступе на сайте www.tpz.ru.

Правообладателем программных продуктов TOPAZ является ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Программное обеспечение TOPAZ распространяется на условиях простой (неисключительной) лицензии. Условия лицензии являются предметом договорных отношений между лицензиаром, лицензиатом и конечным пользователем ПО.

Программное обеспечение серверов доступа к данным устанавливается на заводе изготовителе.

Программное обеспечение проходит полный цикл испытаний в соответствии с программой и методикой испытания производителя программного обеспечения.

Программный комплекс TOPAZ предназначен для осуществления следующих функций:

АСУ ТП подстанций, включая функции автоматизированного рабочего места (АРМ) Диспетчеров, оперативного персонала, обслуживающего персонала;

Функций Систем Сбора и Передачи Информации (ССПИ), включая реализацию различных протоколов передачи данных, функции резервирования, функций синхронизации времени между компонентами системы.

Комплект программного обеспечения включает в себя готовые к исполнению программные компоненты и специализированные инструментальные средства для их настроек.

Программные компоненты (системные модули, коммуникационные протоколы и драйверы сопряжения с устройствами, прикладные программы) выполнены в виде файлов отдельных приложений и подключаемых модулей, исполняющихся в коммуникационном контроллере или ПК под управлением ОС Linux или на ПК под управлением ОС Windows.

Все основные системные компоненты и инструментальные средства объединены в комплекты базового дистрибутива и поставляются в готовом (предустановленном) виде на аппаратных носителях. Комплектация и подготовка дистрибутива, его установка на аппаратные носители осуществляется производителем программно-технических средств. В качестве исходных данных для выбора конфигураций программных средств служит проектная и рабочая документация.

Структура программного комплекса TOPAZ и инструментальное программное обеспечение, позволяет осуществить выбор программных компонентов, необходимых для выполнения конкретных функций и задач АСТУ, для загрузки на соответствующие аппаратные платформы из состава технических средств АСТУ.

3.6.2. Описание специализированного ПО

3.6.2.1. Комплект ПО «TOPAZ АЛГ-Д-КП»

Программное обеспечение «TOPAZ АЛГ-Д-КП» устанавливается на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240 из состава Комплекта ТМ и позволяет осуществить опрос устройств ТМ нижнего уровня контроллером TOPAZ IEC DAS MX240 и передачу информации на верхний уровень в требуемых протоколах передачи данных. Настройка ПО « TOPAZ АЛГ-Д-КП» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта.

Настройками данного ПО определяются следующие параметры:

- Количество и типы подключаемого оборудования;
- Параметры устройств верхнего уровня;
- Настройка интерфейсов (типы, скорость обмена);
- Протоколы обмена данными по различным интерфейсам;
- Порядок и периодичность опроса устройств телемеханики и защиты;
- Порядок и периодичность передачи данных на верхний уровень;
- Алгоритмы обработки дискретных сигналов (период интегрирования, обработка дребезга, пороги срабатывания);
- Алгоритмы обработки аналоговых сигналов и счетчиков;

- Параметры сигналов телеуправления (длительность импульса, противоповтор, блокировка);
- Параметры архивного хранилища (объем данных, подлежащих архивированию на данном уровне, глубина хранения данных).

3.6.2.2. Комплект ПО «TOPAZ АРМ-Д-КП»

Специализированное программное обеспечение «TOPAZ АРМ-Д-КП» устанавливается на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240 из состава Комплекта ТМ и служит для обеспечения взаимодействия с оборудование вышестоящего уровня. Комплект ПО « TOPAZ АРМ-Д-КП» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта.

Комплект содержит файлы конфигурации, которыми определяются следующие параметры:

- Данные о структуре ТС, ТИ и ТУ объекта
- Данные о каналах связи с КП и узлах маршрутизации между контролируемым и диспетчерским(и) пунктами,
- Алгоритмы обработки групповых и вспомогательных телесигналов
- Коэффициенты преобразований ТИ,
- Регламент обработки команд телеуправления;
- Другие настройки и алгоритмы в соответствии с требованиями технического задания и персонала, осуществляющего эксплуатацию АРМ Диспетчера.

3.6.2.3. Алгоритм взаимодействия комплекса телемеханики с АВР по высокому напряжению

Алгоритм взаимодействия определяет порядок и способы управления выключателями нагрузки моноблоков RM6, участвующими в схеме в схеме АВР 6-20 кВ. Такими ячейками являются СВН, ШВН луча А и ШВН луча Б.

Для дистанционного управления указанными ячейками требуется перевести устройство АВР в режим «телеуправление ячейками». Фактически, в этом режиме устройство АВР выводится из работы, и обрываются блокировочные взаимосвязи между ячейками, что позволяет диспетчеру выполнять любые необходимые переключения в схеме распределительного устройства высшего напряжения (РУ ВН). В противном случае операции по телеуправлению ячейками будут вызывать срабатывания АВР 6-20 кВ, повторные включения (отключения) управляемой ячейки, а так же включение (отключение) других ячеек, входящих в схему АВР 6-20кВ.

Для перевода Устройства АВР в режим «телеуправление ячейками» используется сигнал ТУ «отключить АВР». Источником сигнала является соответствующая команда диспетчера. Схемами устройств АВР и телемеханики предусмотрены соответствующие органы для выполнения данной команды.

Работа устройства АВР 6-20кВ в режиме телеуправления.

Принципиальная схема устройства АВР 6-20кВ см. в приложении 3.

Устройство АВР 6-20кВ переключается в режим телеуправления посредством длительного дистанционного управляющего воздействия со стороны комплекта телемеханики. Длительность управляющего воздействия должна быть достаточной для выполнения операций по восстановлению схемы АВР (либо для выполнения других необходимых переключений). При этом ключ выбора режима работы АВР SA1 должен оставаться в положении «Раб.». По окончании выполнения переключений, указанное управляющее воздействие снимается либо дистанционно (путем подачи сигнала «Включить АВР»), либо автоматически по истечении 180 с (интервал времени задается в настройках телемеханики) с момента начала операций.

Для переключения устройства в режим телеуправления предназначено реле KL1, которое получает длительный импульс от ТМ на время, необходимое для дистанционного управления. Своими нормально замкнутыми (НЗ) контактами KL1.2 и KL1.3 реле разрывает цепи питания схемы АВР от автоматических выключателей QF4 и QF8 соответственно, а переключающим контактом KL1.1 подает питание в цепи электроприводов от автоматического выключателя питания цепей телемеханики (QF9).

Контакт SA1.2 ключа АВР в цепи питания KL1 предназначен для предотвращения дистанционного управления во время проведения регламентных, ремонтных и прочих работ на моноблоке RM6, оперативных переключениях в схеме РУ ВН вручную. При переводе ключа АВР в положение «О» контакт SA1.2 размыкается и делает невозможным возбуждение реле KL1.

Контакт реле KL4.2 предназначен для передачи в систему телемеханики информации о готовности схемы АВР.

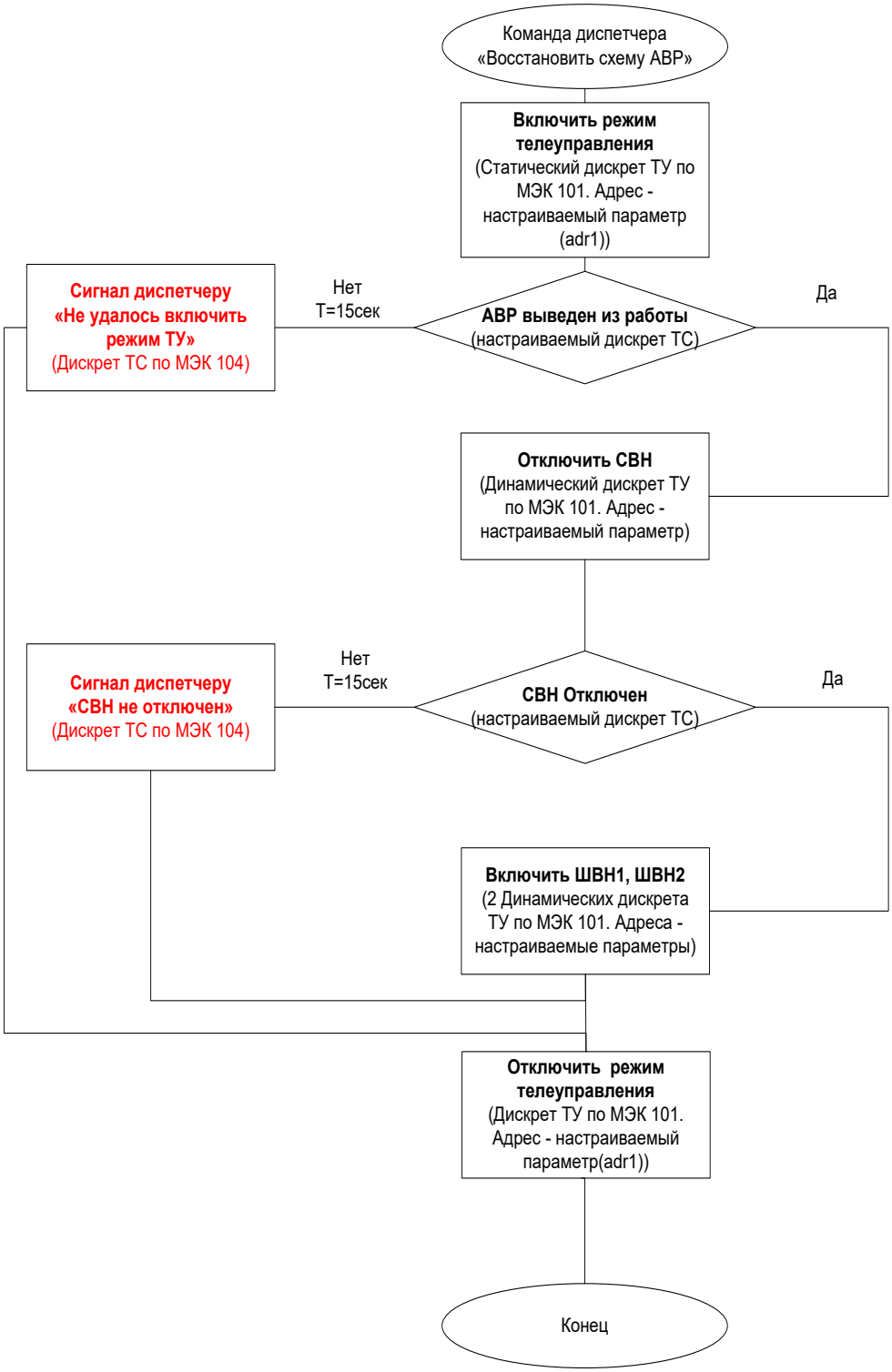
Для выхода из режима телеуправления необходимо снять импульс с реле KL1.

При этом незавершенность действий по восстановлению схемы АВР приведет к возврату схемы в состояние «АВР сработал».

Таким образом, все операции по телеуправления ячейками, в общем случае должны выполняться в соответствии со следующим алгоритмом:

- Перевести устройство АВР 6-20кВ в режим «Телеуправление ячейками», для чего нажать кнопку «Режим ТУ» на мнемосхеме соответствующей подстанции;
- Выполнить необходимые переключения;
- После получения сигнала о фактическом выполнении команд телеуправления, подать команду на переключение устройства АВР 6-20кВ в автоматический режим путем вторичного нажатия кнопки «Режим ТУ» на мнемосхеме.
- По истечении 180 секунд с момента перехода в режим ТУ (настраиваемый параметр), выход из режима Телеуправления производится автоматически.

Для восстановления рабочей схемы после срабатывания АВР по высокому напряжению, необходимо подать команду «Восстановить АВР» на мнемосхеме соответствующей ТП. При этом устройство телемеханики выполняет действия в соответствии с представленным ниже алгоритмом. Данный алгоритм входит в состав комплекта программного обеспечения «АЛГ-Д4-НМ-TOPAZ»



4. Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в эксплуатацию

4.1. Объектная привязка

Настоящий проект разработан для трансформаторных подстанций 6–20кВ с АВР по высокому напряжению при следующих исходных данных.

- Однолинейная схема подстанции соответствует 2БКТП-1000-ЭС1В
- В качестве устройства АВР применяется типовой шкаф АВР 6–20 кВ ТУ.
- Для телемеханизации ТП применяется комплекс на базе комплекта «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» и модулей контроля и управления ячейкой TOPAZ HVD3-RTU5.

Марка используемой спецификации:

- 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ В4.1 – для подстанций с кабельными блоками на три линии.

Так же при привязке к объекту определяется и согласовывается со службой СДТУ объем телеизмерений токов нагрузок. Телеизмерение токов нагрузок осуществляется только в трансформаторных подстанциях 6–20кВ при условии, что подстанция подключена напрямую от питающего центра. В остальных случаях установка трансформаторов тока для измерения токов нагрузок в ТП не требуется.

Выполняется анализ состава оборудования, в частности проверяется номинальное напряжение и род тока питания электроприводов ячеек. Проверяется укомплектованность ячеек моторными приводами и блоками дополнительных контактов контроля положения выключателей нагрузки и заземляющих разъединителей. Оснащенность ячеек в части телемеханики должна соответствовать технической спецификации (см. приложение 9). В случае несоответствия, ячейки должны быть доукомплектованы. В спецификации 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ В4.1, приведен полный перечень элементов необходимых для оснащения телемеханизируемых ячеек. При привязке, данный перечень должен быть уточнен с учетом имеющегося оборудования.

Также при анализе структуры связи определяется состав коммуникационного оборудования.

Данные по привязке объекта заносятся в таблицу привязки и согласовываются в службе СДТУ и управлении телекоммуникаций НМ филиала Филиал «Новая Москва».

Все изменения, вносимые в состав оборудования, в схемы размещения оборудования в ТП, в принципиальные схемы подключения цепей контроля и управления должны согласовываться в службе СРЗА и СДТУ НМ филиала Филиал «Новая Москва».

4.2. Порядок проведения совместных испытаний комплекса телемеханики и устройства АВР 6–20кВ.

1) После окончания монтажных работ, выполняется весь комплекс индивидуальных испытаний устройства АВР по высокому напряжению, предусмотренный инструкцией производителя. Инструкция должна быть согласована в службе СРЗА НМ.
2) Проверяется правильность прохождения сигнала телемеханики «Готовность АВР»;
3) Проверяется правильность прохождения сигналов ТУ (переключение в режим телеуправления) от комплекса телемеханики до шкафа АВР;
4) Проверяется правильность переключения режимов шкафа АВР. Режимы АВР проверяются по состоянию реле в составе АВР, индикаторным лампам АВР и состоянию на эмуляторе АРМ телемеханика;
5) Проверяется работа устройства АВР в режиме «Телеуправление» – в этом режиме устройство не должно выдавать никаких сигналов управления на высоковольтные ячейки;
6) Перевести ключ управления режимами АВР в положение «ОТКЛ», проверить невозможность выполнения всех команд телеуправления;
7) Пункты 4–8 повторить для устройства АВР после цикла срабатывания.
8) Проверяется невозможность телеуправления ячейками РУ ВН при нахождении устройства АВР в автоматическом режиме;
9) Переключить устройство АВР в положение «телеуправление» посредством подачи соответствующего сигнала ТУ и проверить прохождение сигналов ТУ (Включить и Отключить) для всех выключателей нагрузки, участвующих в схеме АВР;
10) То же повторить для устройства АВР после цикла срабатывания;
11) Посредством сигналов телеуправления восстановить схему АВР, после чего подать команду перевода АВР в автоматический режим. Проверить восстановление готовности схемы АВР.
12) Проверить работоспособность АВР после выполненных действий путем имитации исчезновения напряжения на секции РУ 0,4 кВ;
13) Повторить операции дистанционного восстановления схемы АВР для различных вариантов исходного состояния;
14) Привести схему АВР в состояние готовности и привести к срабатыванию путем имитации исчезновения напряжения на секции РУ 0,4 кВ. Проверить автоматическое восстановление схемы АВР путем подачи команды «Восстановить АВР». Проверить готовность схемы АВР;
15) Повторить операции автоматического восстановления схемы АВР для различных вариантов исходного состояния.

1. Состав информационного обеспечения 2
2. Организация информационного обеспечения 2
3. Организация сбора и передачи информации 2
4. Состав и структура информационного обмена с контролируемыми пунктами 2
5. Организация информационного взаимодействия с устройствами РЗА. 2

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев		
ГИП		Вершинин		

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ П5

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ

Описание информационного обеспечения

Лит.	Лист	Листов
РД	1	9

ООО "ХимСтройЭнерго"

Копировал:

Формат А4

1. Состав информационного обеспечения

База данных системы АСТУ формируется на серверах диспетчерского пункта.

Настоящим разделом описывается объем и структура телеинформации, передаваемой на вышестоящий уровень. Данный раздел содержит необходимые сведения для формирования структуры базы данных на пункте управления.

2. Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение системы строится по принципу автоматического поступления в базу данных сигналов, сформированных устройствами первого уровня. Формирование баз данных устройствами второго уровня и передача баз данных между устройствами второго и третьего уровня, в настоящем проекте не рассматривается.

Данные с каждого контролируемого пункта укладываются в диапазон базы данных в соответствии адресом ASDU контролируемого пункта. Адрес ASDU определяется при привязке объекта.

Структура данных внутри каждого диапазона отражена в таблице сигналов для контролируемого пункта.

3. Организация сбора и передачи информации

Источниками сигналов и данных в системе являются устройства телемеханики, контролирующие состояние силового оборудования ТП.

Формирование дискретных сигналов осуществляется циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически, при изменении состояния контролируемого оборудования с присваиванием метки времени наступления события. Трансляция сигналов на верхний уровень осуществляется без обработки сигналов.

Аналоговые сигналы формируются в системе телемеханики циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически при выходе значений измеряемых величин за пределы установленных значений апертур. Аналоговые сигналы передаются на верхний уровень без обработки.

На верхнем уровне SCADA-системы настраиваются таблицы привязки сигналов. В базу данных заносится значение сигнала с указанием времени возникновения сигнала. Значения апертур настраиваются в устройствах телемеханики нижнего уровня.

При превышении значений у ставок максимума и минимума измеряемых величин, устройства телемеханики формируют соответствующий телесигнал, который далее проходит по системе как обычный телесигнал.

Команда «общий опрос» инициализируется при старте и периодически в соответствии с параметром настройки протокола обмена.

4. Состав и структура информационного обмена с контролируемыми пунктами.

Структура данных телемеханики ТП представлена в виде таблиц телесигналов, телеуправления и телеизмерений.

В таблицах приведен полный перечень сигналов с подстанции с привязкой к устройству телемеханики первого уровня, осуществляющему контроль данного параметра. В таблице приведены так же все сведения, необходимые для проведения пуско-наладочных работ на уровне контролируемого пункта, включая МЭК-адрес сигнала и адрес сигнала в базе текущих параметров сервера доступа к данным.

Таблица сигналов строится с учетом наибольшего количества сигналов, которое обеспечивают предусмотренные проектом устройства телемеханики.

В таблице сигналов принята система идентификаций контролируемых присоединений в соответствии со структурной схемой 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С1.1.

5. Организация информационного взаимодействия с устройствами РЗА.

Для вычитывания из устройств РЗА трендов аварийных событий (осциллограмм), предусматривается использование функции обеспечения прямого доступа к параметрам терминала. Для реализации данного режима работы локальной сети терминалов, в состав программного обеспечения контроллера ТМ включаются все необходимые компоненты обеспечивающие работу функции сервера последовательных портов (RS 485 over IP).

Режим прямого доступа к терминалам защитной автоматики активируется при попытке подключения к терминалам через контроллер телемеханики по определенным виртуальным портам Ethernet. Используются порты 5001, 5002, 5003, 5004 для соответственно 1-го, 2-го, 3-го и 4-го порта RS-485, используемого для опроса терминалов защитной автоматики. Например, при запросе на IP-адрес контроллера телемеханики по порту 5001, устанавливается режим прямого доступа к терминалам РЗА на этом интерфейсе. Для обеспечения прямого доступа к терминала РЗА, используется программное обеспечение, поставляемое производителями терминалов.

Функция прямого доступа к терминалам РЗА может быть использована до реализации верхнего уровня системы централизованного мониторинга РЗА и системы регистрации аварийных событий на объектах распределительной сети, поскольку не требует специальных аппаратных и программных средств. Доступ может быть организован с АРМ инженеров РЗА. Для этого необходимо на АРМ инженеров РЗА установить ПО

соответствующих РЗА (например, для РЗА ТОР – ПО «Микра») и обеспечить доступ указанного АРМ к сети телемеханики распределительной сети. Указанные мероприятия могут быть выполнены силами соответствующих технических служб филиала (СДТУ и РЗА), не входят в объем работ по настоящему титулу, не включены в ведомость объемов работ и не включены в сметный расчет.

Таким образом, настоящим проектом предусматривается организация локальной сети объекта на физическом уровне, в комплекте ПО контроллера телемеханики предусматриваются компоненты как для реализации режимов обмена данными, так и для режима прямого доступа. Ведомостью объемов работ и сметным расчетом предусматривается только настройка сетевых параметров контролера телемеханики для реализации функции опроса (диспетчеризации) и прямого доступа.

Таблица сигналов для ТП

Таблица 1. Телесигнализация

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль (Адрес)	МЭК-101 адр.	МЭК-104 адр.
1	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Выключатель включен	1	1	1
2	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Выключатель отключен	1	2	2
3	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Заземляющий разъединитель включен	1	3	3
4	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Срабатывание УТКЗ	1	4	4
5	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Резерв	1	5	5
6	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Резерв	1	6	6
7	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Резерв	1	7	7
8	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Резерв	1	8	8
9	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Наличие напряжения на кл фаза А	1	9	9
10	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Наличие напряжения на кл фаза В	1	10	10
11	1	ЛВН (направ. 1) луч А	Наличие напряжения на кл фаза С	1	11	11
12	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Выключатель включен	2	1	12
13	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Выключатель отключен	2	2	13
14	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Заземляющий разъединитель включен	2	3	14
15	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Срабатывание УТКЗ	2	4	15
16	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Резерв	2	5	16
17	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Резерв	2	6	17
18	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Резерв	2	7	18
19	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Резерв	2	8	19
20	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Наличие напряжения на кл фаза А	2	9	20
21	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Наличие напряжения на кл фаза В	2	10	21
22	2	ЛВН (направ. 2) луч А	Наличие напряжения на кл фаза С	2	11	22
23	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Выключатель включен	3	1	23
24	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Выключатель отключен	3	2	24
25	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Заземляющий разъединитель включен	3	3	25
26	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Срабатывание УТКЗ	3	4	26
27	4	ШР луч А	Выключатель включен	3	5	27
28	4	ШР луч А	Выключатель отключен	3	6	28
29	4	ШР луч А	Заземляющий разъединитель включен	3	7	29
30	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Резерв	3	8	30
31	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Наличие напряжения на кл фаза А	3	9	31
32	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Наличие напряжения на кл фаза В	3	10	32
33	3	ЛВН (направ. 1) луч А	Наличие напряжения на кл фаза С	3	11	33
34	5	ШВН А луч А	Выключатель включен	4	1	34
35	5	ШВН А луч А	Выключатель отключен	4	2	35
36	5	ШВН Алуч А	Заземляющий разъединитель включен	4	3	36
37	6	ВЭ Т1луч А	Выключатель включен	4	4	37
38	6	ВЭ Т1 луч А	Выключатель отключен	4	5	38
39	6	ВЭ Т1 луч А	Заземляющий разъединитель включен	4	6	39
40	7	СР луч А	Выключатель включен	4	7	40
41	7	СР луч А	Выключатель отключен	4	8	41
42	5	ШВН А луч А	Наличие напряжения на кл фаза А	4	9	42
43	5	ШВН А луч А	Наличие напряжения на кл фаза В	4	10	43
44	5	ШВН Алуч А	Наличие напряжения на кл фаза С	4	11	44
45	8	СВН луч Б	Выключатель включен	5	1	45
46	8	СВН луч Б	Выключатель отключен	5	2	46
47	8	СВН луч Б	Заземляющий разъединитель включен	5	3	47
48	9	ВЭ Т2 луч Б	Выключатель включен	5	4	48
49	9	ВЭ Т2 луч Б	Выключатель отключен	5	5	49

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль (Адрес)	МЭК-101 адр.	МЭК-104 адр.
50	9	ВЭ Т2 луч Б	Заземляющий разъединитель включен	5	6	50
51	8	СВН луч Б	Резерв	5	7	51
52	8	СВН луч Б	Резерв	5	8	52
53	8	СВН луч Б	Наличие напряжения на кл фаза А	5	9	53
54	8	СВН луч Б	Наличие напряжения на кл фаза В	5	10	54
55	8	СВН луч Б	Наличие напряжения на кл фаза С	5	11	55
56	10	ШВН Б луч Б	Выключатель включен	6	1	56
57	10	ШВН Б луч Б	Выключатель отключен	6	2	57
58	10	ШВН Б луч Б	Заземляющий разъединитель включен	6	3	58
59	10	ШВН Б луч Б	Резерв	6	4	59
60	10	ШВН Б луч Б	Резерв	6	5	60
61	10	ШВН Б луч Б	Резерв	6	6	61
62	10	ШВН Б луч Б	Резерв	6	7	62
63	10	ШВН Б луч Б	Резерв	6	8	63
64	10	ШВН Б луч Б	Наличие напряжения на кл фаза А	6	9	64
65	10	ШВН Б луч Б	Наличие напряжения на кл фаза В	6	10	65
66	10	ШВН Б луч Б	Наличие напряжения на кл фаза С	6	11	66
67	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Выключатель включен	9	1	67
68	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Выключатель отключен	9	2	68
69	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Заземляющий разъединитель включен	9	3	69
70	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Срабатывание УТКЗ	9	4	70
71	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Резерв	9	5	71
72	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Резерв	9	6	72
73	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Резерв	9	7	73
74	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Резерв	9	8	74
75	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза А	9	9	75
76	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза В	9	10	76
77	14	ЛВН (направ. 1) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза С	9	11	77
78	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Выключатель включен	8	1	78
79	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Выключатель отключен	8	2	79
80	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Заземляющий разъединитель включен	8	3	80
81	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Срабатывание УТКЗ	8	4	81
82	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Резерв	8	5	82
83	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Резерв	8	6	83
84	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Резерв	8	7	84
85	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Резерв	8	8	85
86	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза А	8	9	86
87	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза В	8	10	87
88	13	ЛВН (направ. 2) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза С	8	11	88
89	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Выключатель включен	7	1	89
90	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Выключатель отключен	7	2	90
91	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Заземляющий разъединитель включен	7	3	91
92	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Срабатывание УТКЗ	7	4	92
93	11	ШР Б луч Б	Выключатель включен	7	5	93
94	11	ШР Б луч Б	Выключатель отключен	7	6	94
95	11	ШР Б луч Б	Заземляющий разъединитель включен	7	7	95
96	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Резерв	7	8	96
97	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза А	7	9	97
98	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза В	7	10	98
99	12	ЛВН (направ. 3) луч Б	Наличие напряжения на кл фаза С	7	11	99
100	–	ШС ТМ	Двери Луч А открыты	10	1	100
101	–	ШС ТМ	Срабатывание АВР ШПСН-В Луч А	10	2	101
102	–	ШС ТМ	СР заземлен	10	3	102
103	–	ШС ТМ	Резерв	10	4	103

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль (Адрес)	МЭК-101 адр.	МЭК-104 адр.
104	–	ШС ТМ	Резерв	10	5	104
105	–	ШС ТМ	Запрет АВР (вывод АВР из работы)	10	6	105
106	–	ШС ТМ	Включить Выключатель нагрузки ШВН-А	10	7	106
107	–	ШС ТМ	Отключить Выключатель нагрузки ШВН-А	10	8	107
108	–	ШС ТМ	Включить Выключатель нагрузки ШВН-Б	10	9	108
109	–	ШС ТМ	Отключить Выключатель нагрузки ШВН-А	10	10	109
110	–	ШС ТМ	Отключить Выключатель нагрузки СВН	10	11	110
111	–	ШС ТМ	Включить Выключатель нагрузки СВН	10	12	111
112	–	ШС ТМ	Запрет АВР (вывод АВР из работы)	10	13	112
113	–	ШС ТМ	Резерв	10	14	113
114	–	ШС ТМ	Резерв	10	15	114
115	–	ШС ТМ	Резерв	10	16	115
116	–	ШС ТМ	Дверь Луч Б открыты	13	1	116
117	–	ШС ТМ	Срабатывание АВР ШПСН-В Луч Б	13	2	117
118	–	ШС ТМ	Работа АВР	13	3	118
119	–	ШС ТМ	Нарушение питания Ввод1	13	4	119
120	–	ШС ТМ	Нарушение питания Ввод2	13	5	120
121	–	ШС ТМ	Ввод1, Линия1 отключены	13	6	121
122	–	ШС ТМ	Ввод2, Линия2 отключены	13	7	122
123	–	ШС ТМ	Резерв	13	8	123
124	1	ЛВН (направ.1)	Связь с модулем 1	1	–	124
125	2	ЛВН (направ.2)	Связь с модулем 2	2	–	125
126	3	ЛВН (направ.3)	Связь с модулем 3	3	–	126
127	5	ШВН луч А	Связь с модулем 4	4	–	127
128	8	СВН луч Б	Связь с модулем 5	5	–	128
129	10	ШВН луч Б	Связь с модулем 6	6	–	129
130	14	ЛВН (направ.1)	Связь с модулем 7	7	–	130
131	13	ЛВН (направ.2)	Связь с модулем 8	8	–	131
132	12	ЛВН (направ.3)	Связь с модулем 9	9	–	132
133	ШС ТМ	DIN16	Связь с модулем 10	10	–	133
134	РУ-0,4 А	Ввод луча А	Связь со счетчиком ЭЭ Ввода луча А	11	–	134
135	РУ-0,4 Б	Ввод луча Б	Связь со счетчиком ЭЭ Ввода луча Б	12	–	135
136	ШС ТМ	MTU5	Связь с модулем 13	13	–	136
137	–	–	Неисправность устройств ТМ	–	–	137

Таблица 2. Телеуправление

№	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль	МЭК-101 адр.	МЭК-104адр.
1	1	ЛВН (направ.1) луч А	Выключатель включен	1	51	3001
2	1		Выключатель отключен	1	52	
3	2	ЛВН (направ.2) луч А	Выключатель включен	2	51	3002
4	2		Выключатель отключен	2	52	
5	3	ЛВН (направ.3) луч А	Выключатель включен	3	51	3003
6	3		Выключатель отключен	3	52	
7	5	ШВН А луч А	Выключатель включен	4	51	3004
8	5		Выключатель отключен	4	52	
9	10	ШВН Б луч Б	Выключатель включен	6	51	3005
10	10		Выключатель отключен	6	52	
11	8	СВН	Выключатель включен	5	51	3006

№	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль	МЭК-101 адр.	МЭК-104адр.
12	8	луч Б	Выключатель отключен	5	52	
13	14	ЛВН (направ.1) луч Б	Выключатель включен	7	51	3007
14	14		Выключатель отключен	7	52	
15	13	ЛВН (направ.2) луч Б	Выключатель включен	8	51	3008
16	13		Выключатель отключен	8	52	
17	12	ЛВН (направ.3) луч Б	Выключатель включен	9	51	3009
18	12		Выключатель отключен	9	52	
19	–	–	АВР ввести	13	51	3010
20	–	–	АВР вывести	13	52	

Таблица 3. Телеизмерения

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль	МЭК-101 адр.	МЭК-104 адр.
1	РУ-0,4 кВ Луч А	Ввод 0,4кВ Луч А	Ua	Счетчик ЭЭ №1	1	1001
2	РУ-0,4 кВ Луч А	Ввод 0,4кВ Луч А	Ub	Счетчик ЭЭ №1	2	1002
3	РУ-0,4 кВ Луч А	Ввод 0,4кВ Луч А	Uc	Счетчик ЭЭ №1	3	1003
4	РУ-0,4 кВ Луч А	Ввод 0,4кВ Луч А	Ia	Счетчик ЭЭ №1	4	1004
5	РУ-0,4 кВ Луч А	Ввод 0,4кВ Луч А	Ib	Счетчик ЭЭ №1	5	1005
6	РУ-0,4 кВ Луч А	Ввод 0,4кВ Луч А	Ic	Счетчик ЭЭ №1	6	1006
13	РУ-0,4 кВ Луч Б	Ввод 0,4кВ Луч Б	Ua	Счетчик ЭЭ №2	1	1007
14	РУ-0,4 кВ Луч Б	Ввод 0,4кВ Луч Б	Ub	Счетчик ЭЭ №2	2	1008
15	РУ-0,4 кВ Луч Б	Ввод 0,4кВ Луч Б	Uc	Счетчик ЭЭ №2	3	1009
16	РУ-0,4 кВ Луч Б	Ввод 0,4кВ Луч Б	Ia	Счетчик ЭЭ №2	4	1010
17	РУ-0,4 кВ Луч Б	Ввод 0,4кВ Луч Б	Ib	Счетчик ЭЭ №2	5	1011
18	РУ-0,4 кВ Луч Б	Ввод 0,4кВ Луч Б	Ic	Счетчик ЭЭ №2	6	1012

Обозначение	Кабель, провод			Трасса	
	Марка	Кол-во и сечение жил, шт. х мм^2	Длина, м	Начало	Конец
Кабели ТП					
И1	КИПЭВнг(А)-LS	4х2х0,6	15	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Устройства телемеханики в ячейках луча А
И2	КИПЭВнг(А)-LS	4х2х0,6	23	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Устройства телемеханики в ячейках луча Б
И3.1	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	22	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Счётчик ЭЭ ввода луч А
И3.2	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	13	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Счётчик ЭЭ ввода луч Б
И4	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	30	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Счётчики ЭЭ луч А
И5	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	15	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Счётчики ЭЭ луч Б
ТУ1	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	18	ШПСН-В луч Б	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»
ТУ2	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	18	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	АВР 6-20 кВ
ТУ А	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	12	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Ячейки кабельного блока луча А
ТУ Б	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	16	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Ячейки кабельного блока луча Б
ТС1	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	15	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Двери ТП луч А
ТС2	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	5	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	ШПСН-В луч А
ТС3	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	8	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Ячейка СР луч А
ТС4	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	25	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	Двери ТП луч Б
ТС5	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	18	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	ШПСН-В луч Б

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ КЖ

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ

Кабельный журнал

Стадия	Лист	Листов
РД	1	2

ООО «ЭЗОИС-КЭМ»

Формат А4

Обозначение	Кабель, провод			Трасса	
	Марка	Кол-во и сечение жил, шт. х мм^2	Длина, м	Начало	Конец
ТС6	МКШ (А)-LS	10х0,75	18	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»	АВР 6-20 кВ
П1	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	18	ШПСН-В луч Б	Комплект «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»

*-длина кабелей уточняется при привязке к объекту

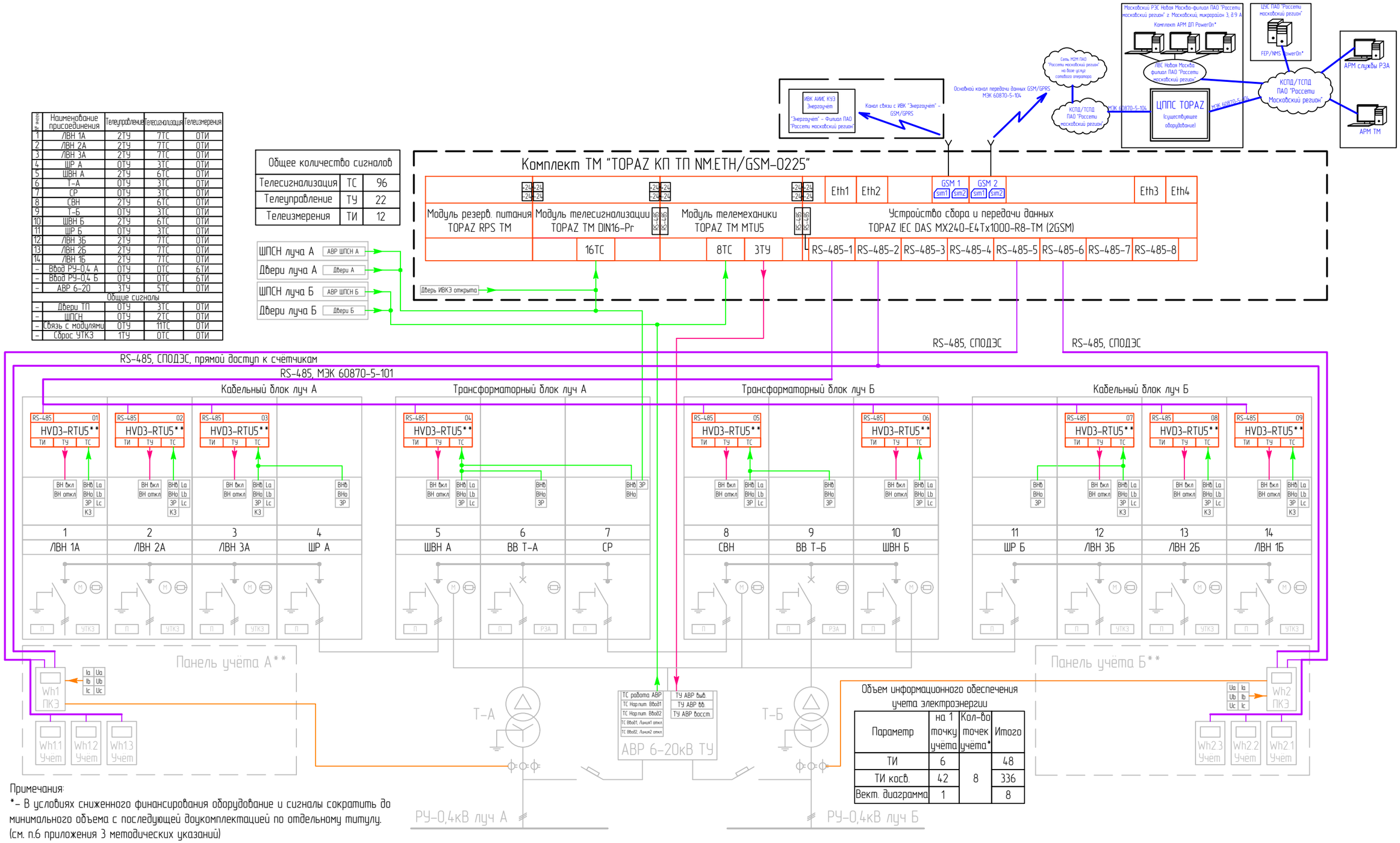
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подп.

№ ячейки	Наименование присоединения	Телеуправление	Телесигнализация	Телеизмерения
1	ЛВН 1А	2ТУ	7ТС	ОТИ
2	ЛВН 2А	2ТУ	7ТС	ОТИ
3	ЛВН 3А	2ТУ	7ТС	ОТИ
4	ШР А	ОТУ	3ТС	ОТИ
5	ШВН А	2ТУ	6ТС	ОТИ
6	Т-А	ОТУ	3ТС	ОТИ
7	СР	ОТУ	3ТС	ОТИ
8	СВН	2ТУ	6ТС	ОТИ
9	Т-Б	ОТУ	3ТС	ОТИ
10	ШВН Б	2ТУ	6ТС	ОТИ
11	ШР Б	ОТУ	3ТС	ОТИ
12	ЛВН 3Б	2ТУ	7ТС	ОТИ
13	ЛВН 2Б	2ТУ	7ТС	ОТИ
14	ЛВН 1Б	2ТУ	7ТС	ОТИ
-	Ввод РУ-0,4 А	ОТУ	ОТС	6ТИ
-	Ввод РУ-0,4 Б	ОТУ	ОТС	6ТИ
-	АВР 6-20	3ТУ	5ТС	ОТИ
Общие сигналы				
-	Двери ТП	ОТУ	3ТС	ОТИ
-	ШПСН	ОТУ	2ТС	ОТИ
-	Связь с модулями	ОТУ	11ТС	ОТИ
-	Сброс УТКЗ	1ТУ	ОТС	ОТИ

Общее количество сигналов		
Телесигнализация	ТС	96
Телеуправление	ТУ	22
Телеизмерения	ТИ	12



Объем информационного обеспечения учета электроэнергии

Параметр	на 1 точку учёта	Кол-во точек учёта*	Итого
ТИ	6	8	48
ТИ косв.	42		336
Вект. диаграмма	1		8

Примечания:

*- В условиях сниженного финансирования оборудование и сигналы сократить до минимального объема с последующей доукомплектацией по отдельному титулу. (см. п.6 приложения 3 методических указаний)

**- Тип и количество приборов учёта уточняются при привязке проекта. Приборы учёта поставляются в составе силового оборудования

Условные обозначения.

- П - Блок контактов положения ВН и ЗР.
- УТКЗ - Указатель толка короткого замыкания;
- М - Моторный редуктор;
- РЗА - Терминал релейной защиты;
- Обогрев;
- Ia, Ib, Ic - Пофазное измерение токов;
- Ua, Ub, Uc - Пофазное измерение напряжений;
- АВР ШПСН - Срабатывание АВР ШПСН;
- Двери - Двери ТП открыты;
- ВНв - Выключатель нагрузки включен;
- ВНо - Выключатель нагрузки отключен;
- ЗР - Заземляющий разъеденитель включен;
- КЗ - Срабатывание УТКЗ;
- La, Lb, Lc - Наличие напряжения на фазах;
- ВН вкл - Телеуправление выключателем (включить);
- ВН выкл - Телеуправление выключателем (выключить);
- 1 ст. ТЗТ - Срабатывание 1-й ступени тепловой защиты трансформатора;
- пит. АВ ТЗТ - Наличие питания автоматов в цепях тепловой защиты трансформатора;
- ТУ АВР выв. - Вывести АВР из работы;
- ТУ АВР вв. - Ввести АВР в работу;
- ТУ АВР восст. - Восстановить схему АВР;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С1.1

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ — филиала ПАО «Россети Московский регион»

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

Схема структурная комплекса телемеханики и АИИСКУЭ ТП с кабельным блоком и АВР 6-20 кВ

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"

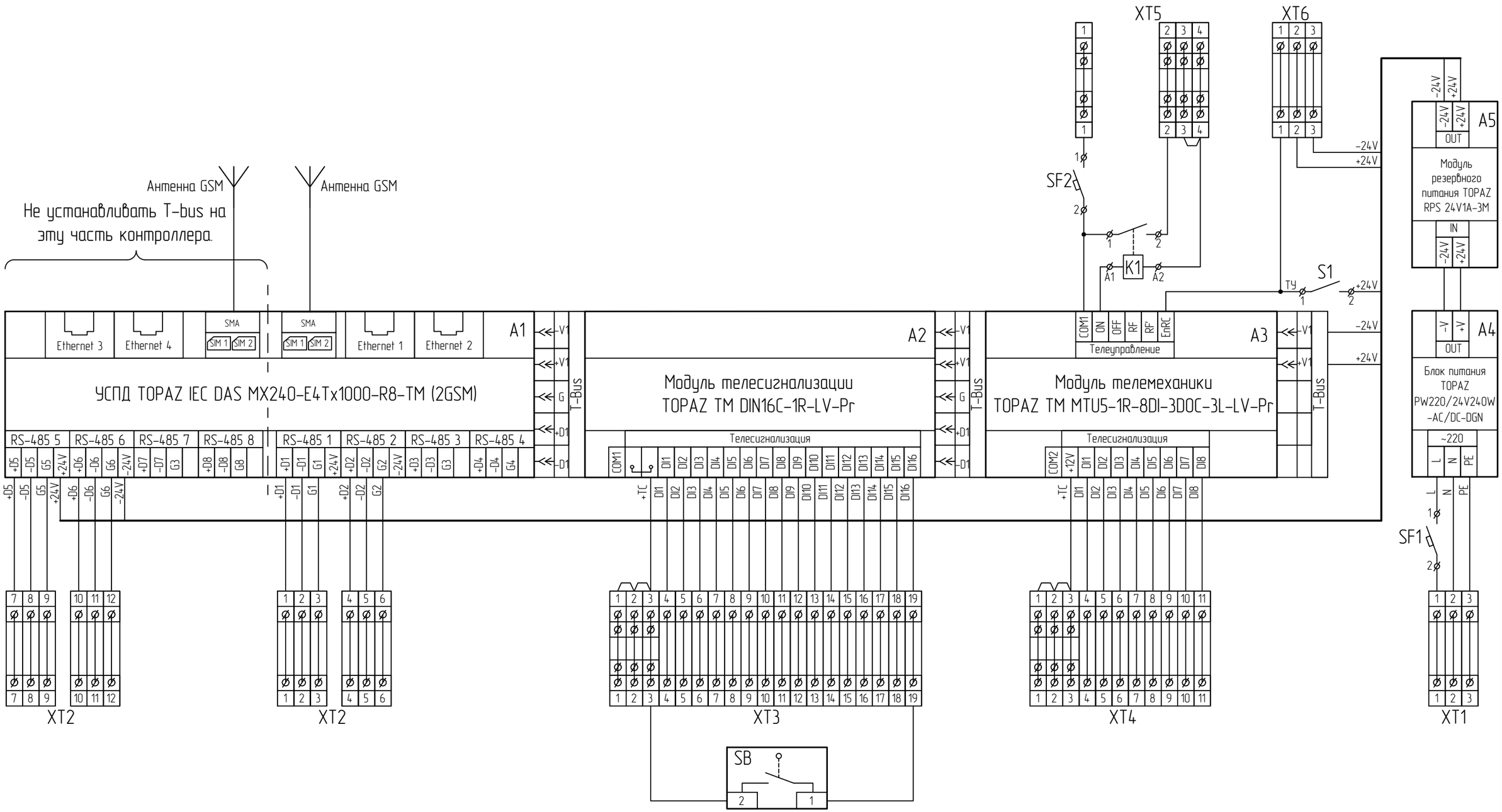
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ СБ

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид 3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид 3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ – филиала ПАО «Россети Московский регион».

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

«Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»
Схема внутренних соединений

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"

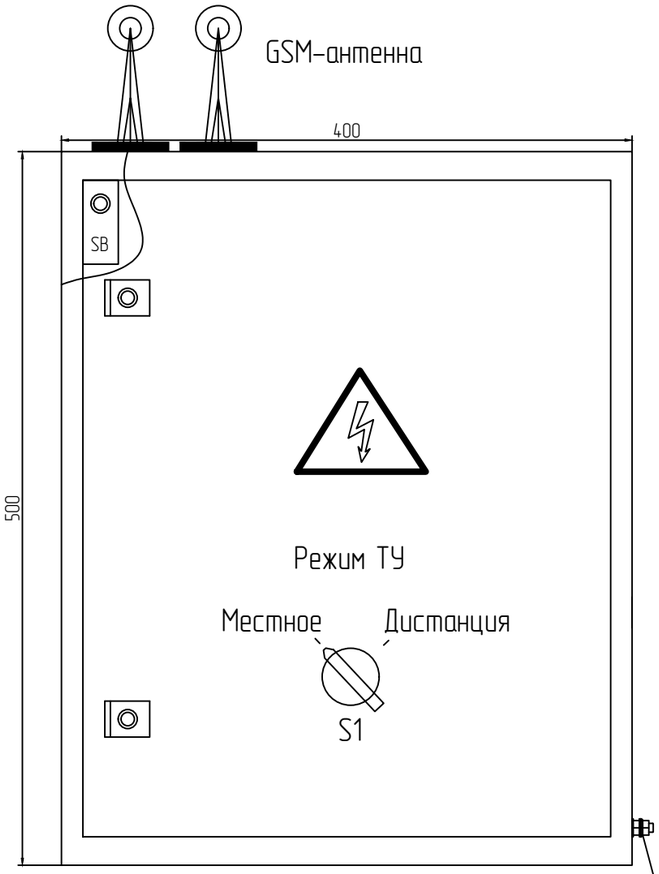
Согласовано

Взам. инв. №

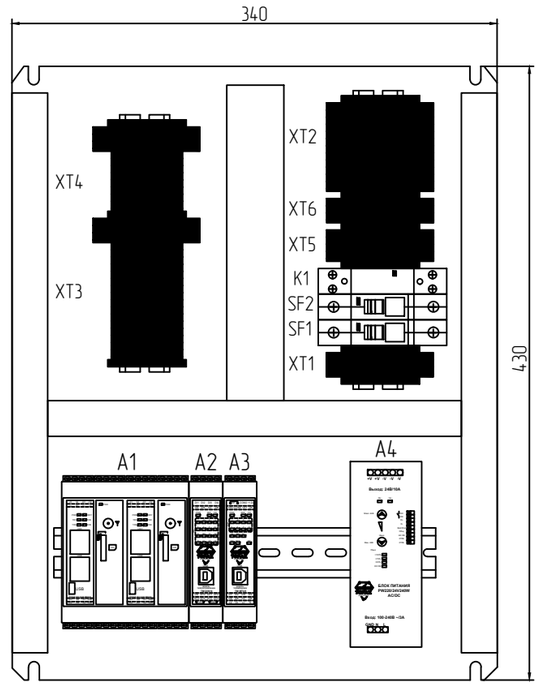
Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

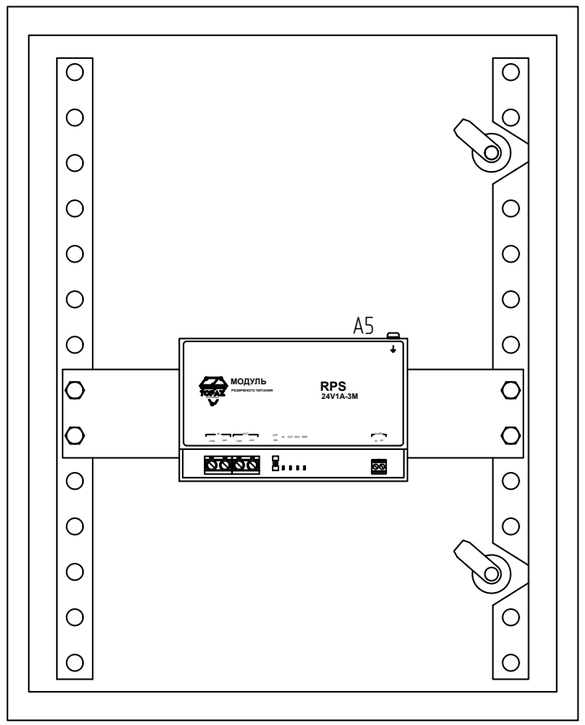


Примечание: ввод кабеля обеспечить с верхнего торца шкафа



болт М8 для заземления шкафа

Дверь шкафа (вид со стороны монтажа)



Перечень элементов «Комплект ТМ "TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"».

Зона	Поз. Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	A1	УСПД TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-TM (2GSM) с Технологической операционной системой «TOPAZ Linux»	1	ПиЭлСи Технолоджи
	A2	Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-1R-LV-Pr	1	ПиЭлСи Технолоджи
	A3	Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU5-1R-8DI-3DOC-3L-LV-Pr	1	ПиЭлСи Технолоджи
	A4	Блок питания TOPAZ PW220/24V240W-AC/DC-DGN	1	ПиЭлСи Технолоджи
	A5	Модуль резервного питания TOPAZ TM RPS 24V1A-3M	1	ПиЭлСи Технолоджи
	K1	Контактор модульный 20А 1НО 220В АС	1	Россия
	S1	Двухпозиционный переключатель с фиксатором	1	Россия
	SF1-SF2	Автоматический выключатель 1П (С6А)	2	Россия
	SB	Концевой выключатель двери	1	Россия
	XT1	Блок клемм электропитания комплекта ИВКЭ (3 шт.)	1	Россия
	XT2	Блок клемм для интерфейса RS-485 (12 шт.)	1	Россия
	XT3	Блок клемм для телесигнализации (19 шт.)	1	Россия
	XT4	Блок клемм для телесигнализации (11 шт.)	1	Россия
	XT5	Блок клемм для телеуправления (4 шт.)	1	Россия
	XT6	Блок клемм для электропитания модулей в ячейках (3 шт.)	1	Россия
		Шкаф защитный Rittal (400x500x210)	1	Россия
		Кросс монтажный	1	Россия
	ПО	Комплект ПО "TOPAZ-А/Г-Д-КП"	1	ПиЭлСи Технолоджи

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ВО

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ — филиала ПАО «Россети Московский регион»

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

«Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» Сборочный чертеж

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"

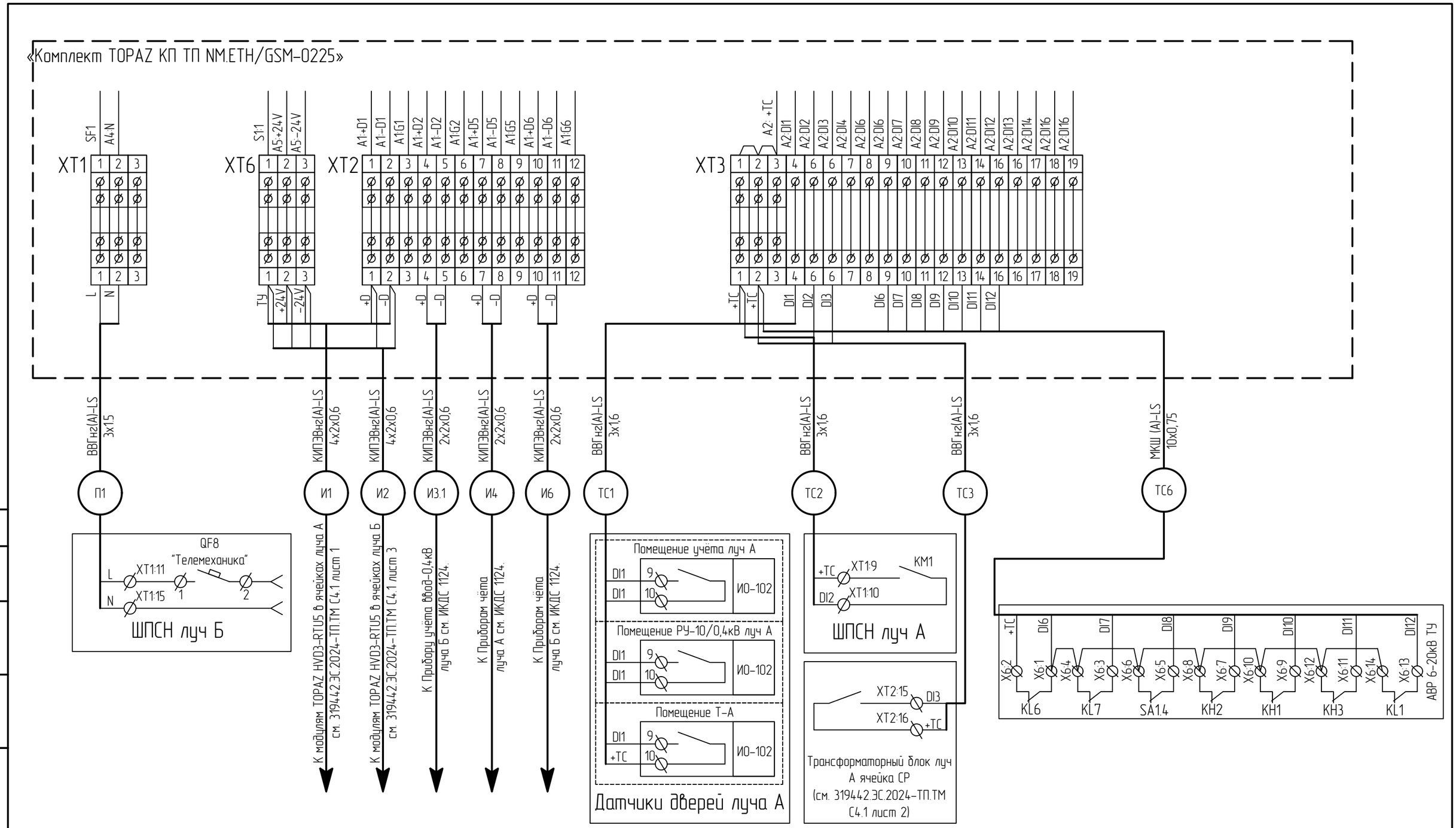
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С5.1

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ – филиала ПАО «Россети Московский регион».

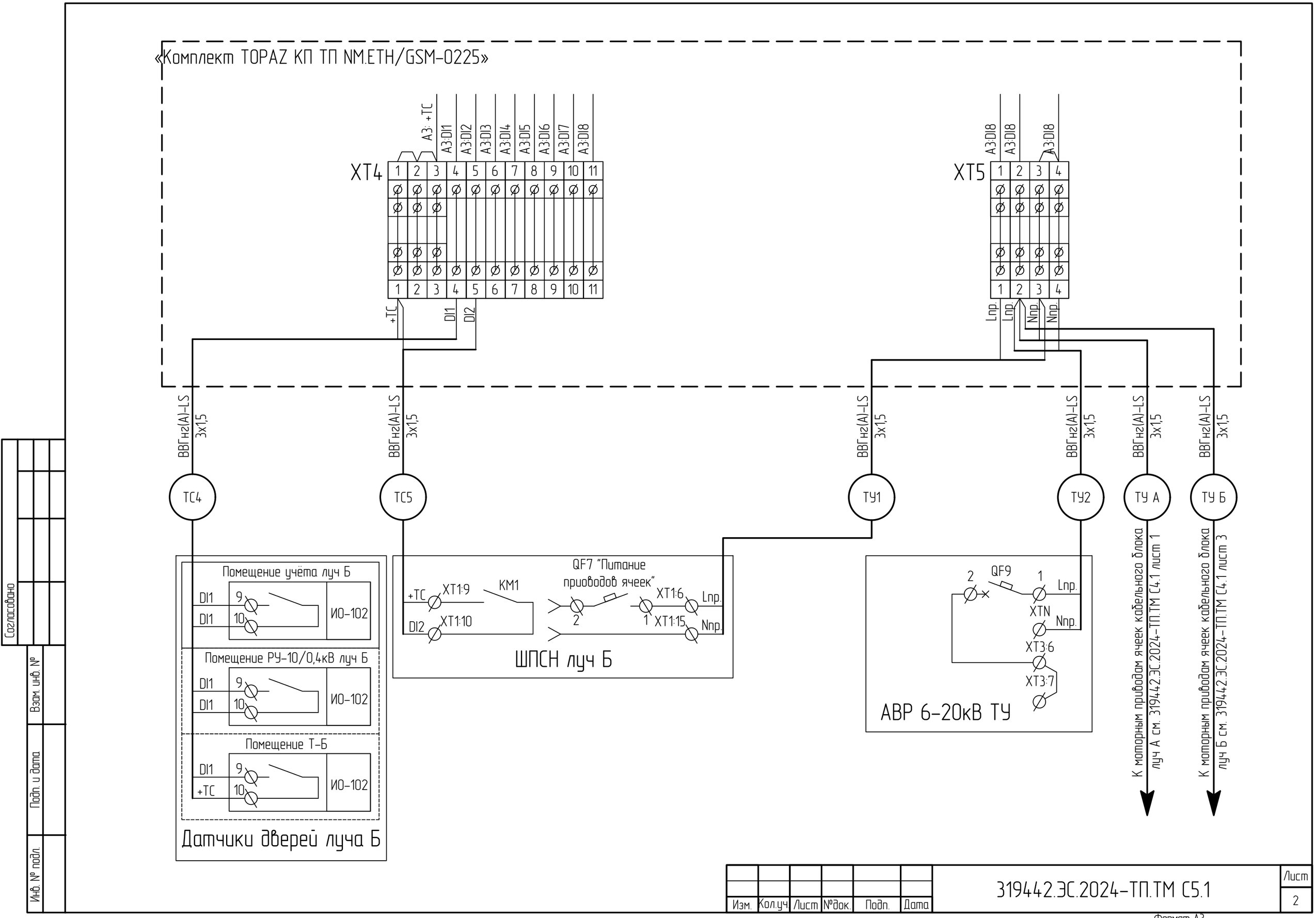
Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

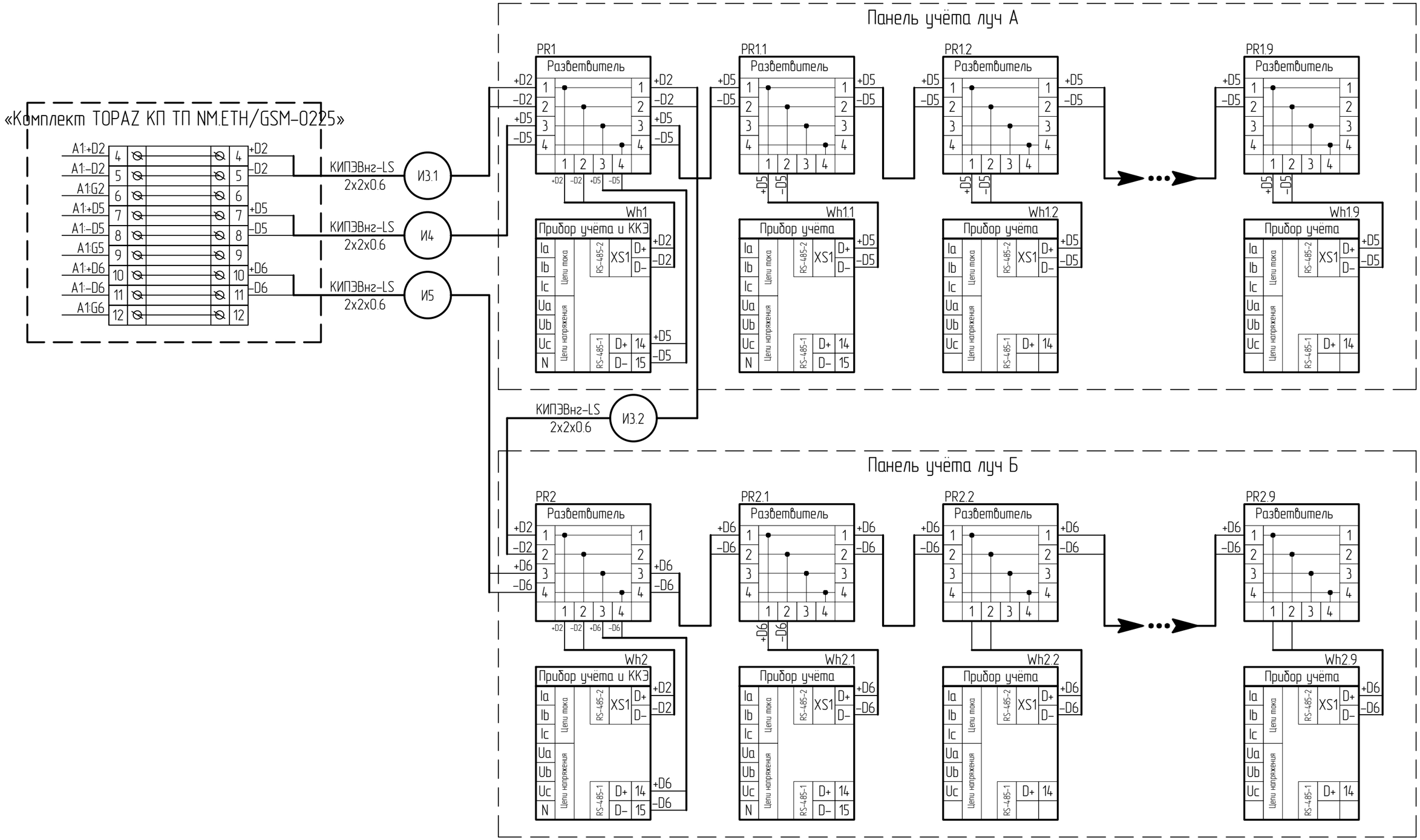
Стадия	Лист	Листов
РД	1	2

«Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225» Схема внешних соединений

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"

Формат А3


«Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»
XT4
A3: +TC
A3:DI1
A3:DI2
A3:DI3
A3:DI4
A3:DI5
A3:DI6
A3:DI7
A3:DI8
+TC
DI1
DI2
XT5
A3:DI8
A3:DI8
A3:DI8
Lпр.
Lпр.
Nпр.
Nпр.
ВВГнг(А)-LS 3х1,5
ТС4
ТС5
ТУ1
ТУ2
ТУ А
ТУ Б
К моторным приводам ячеек кабельного блока
луч А см. 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4.1 лист 1
К моторным приводам ячеек кабельного блока
луч Б см. 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4.1 лист 3
Помещение учёта луч Б
DI1
DI1
ИО-102
Помещение РУ-10/0,4кВ луч Б
DI1
DI1
ИО-102
Помещение Т-Б
DI1
+TC
ИО-102
Датчики дверей луча Б
+TC
XT1:9
DI2
XT1:10
KM1
QF7 "Питание приводов ячеек"
XT1:6
XT1:15
Lпр.
Nпр.
ШПСН луч Б
QF9
XTN
XT3:6
XT3:7
АВР 6-20кВ ТУ
Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
Изм.
Кол.уч
Лист
№док.
Подп.
Дата
319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С5.1
Лист
2
Формат А3



Примечание:
Тип и количество приборов учёта уточнять при привязке проекта.
Данная схема показывает расключение к наиболее часто применяемым на подобных объектах приборам учёта (Меркурий 234). При наличии на объекте приборов учёта другого типа при подключении интерфейса уточнять клеммы в соответствующем руководстве по эксплуатации.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С5.2

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ — филиала ПАО «Россети Московский регион»

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

Схема интеграции приборов учёта

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"

Согласовано

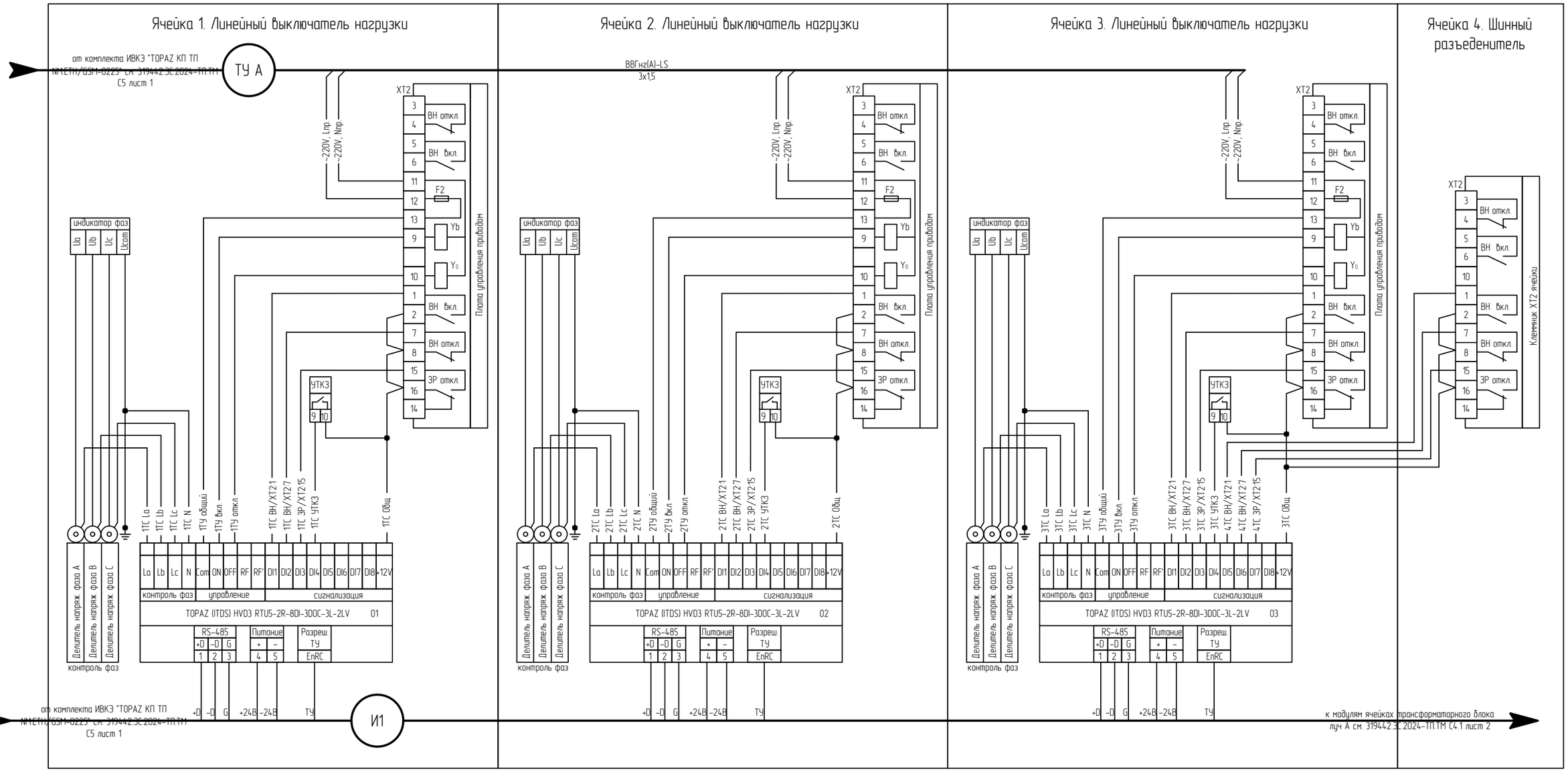
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Луч А кабельный блок



Примечания:

Монтаж цепей выполнить проводом ПуГВх1 мм2 или аналогом.

Настоящим проектом предусмотрено автоматическое отключение питания электроприводов при выходе из режима телеуправления, для чего в состав комплекта телемеханики установлен управляющий контактор, обеспечивающий снятие напряжения с шины питания электроприводов ТУ А и ТУ Б.

Номер устройства телемеханики соответствует адресу устройства в сети.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ — филиала ПАО «Россети Московский регион»

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
РД	1	4

Схема подключения цепей контроля и управления в ТП с кабельными блоками на 3 линии

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"

Согласовано

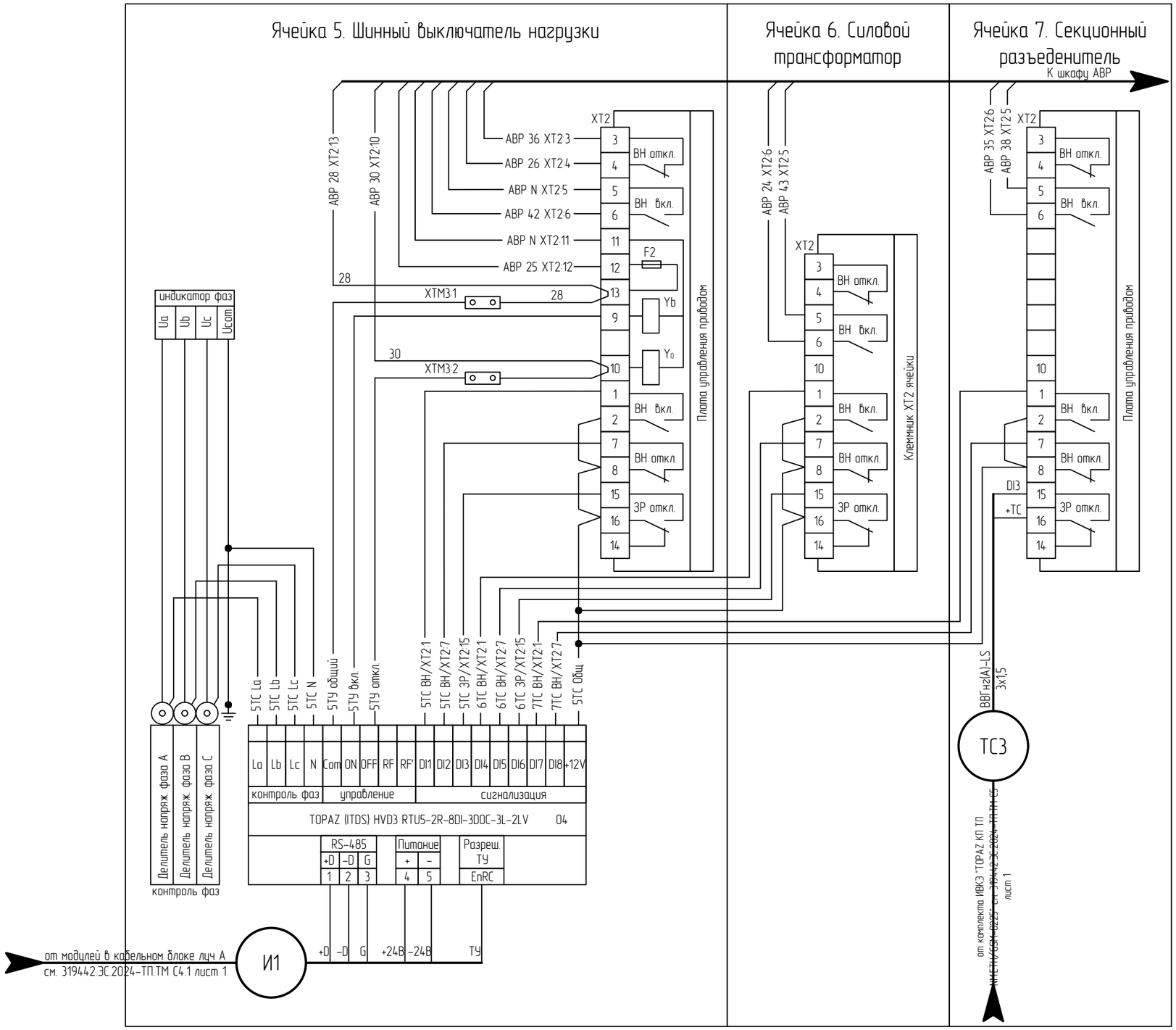
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Луч А трансформаторный блок



Примечания:

Монтаж цепей выполнить проводом ПуГВх1 мм2 или аналогом. Клеммник ХТМ 3 устанавливается на заводе-изготовителе

Монтаж провода 28 через клемму 13 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "7ТУ общий" подключить к проводу 28 через клемму ХТМ3:1

Монтаж провода 30 через клемму 10 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "7ТУ откл" подключить к проводу 30 через клемму ХТМ3:2

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

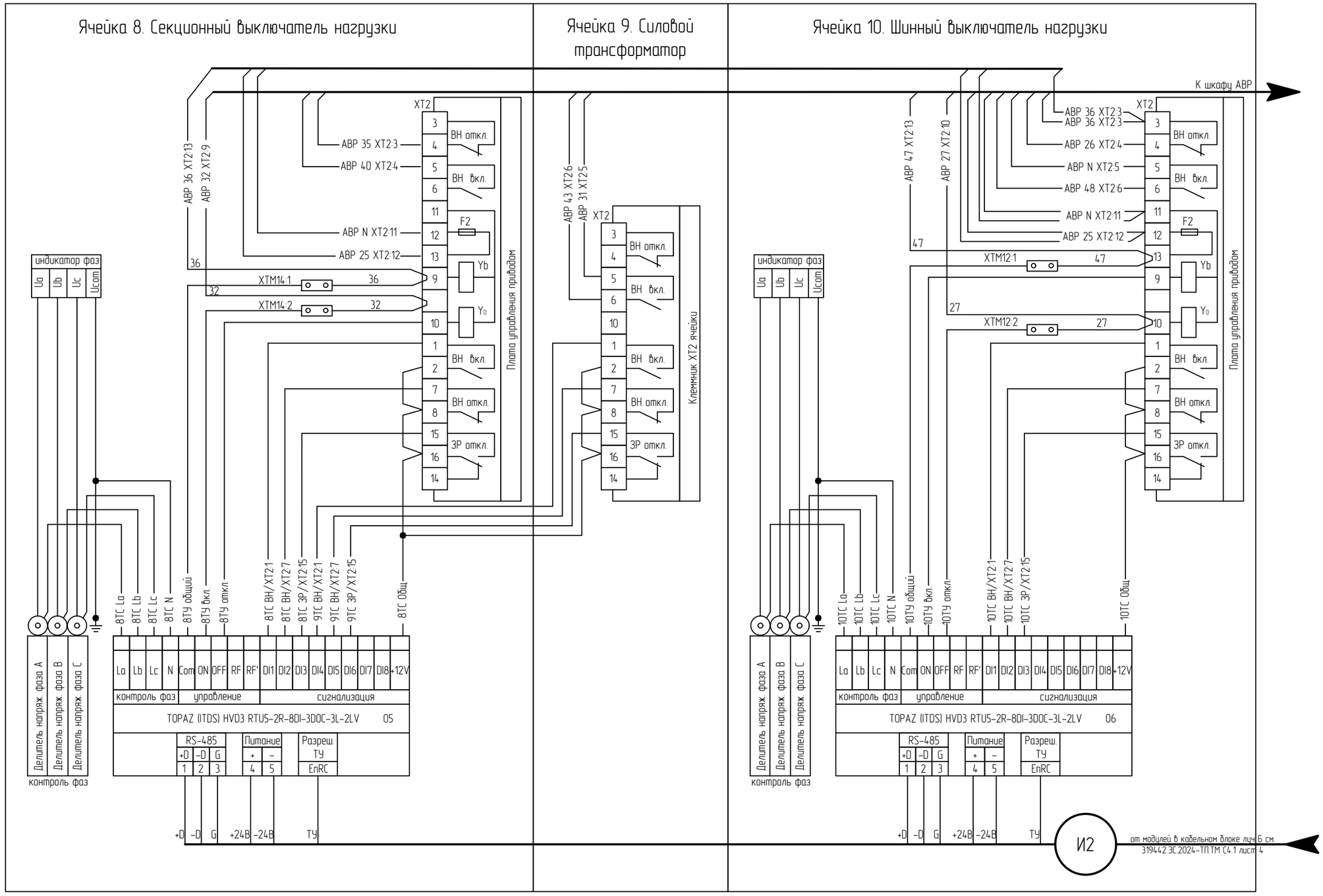
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4

Лист 2

Формат А3

Луч Б трансформаторный блок



Примечания:

Монтаж цепей выполнить проводом ПуГВх1 мм2 или аналогом.

Клеммники XTM 12, XTM 14 устанавливается на заводе-изготовителе

Монтаж провода 47 через клемму 13 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "8ТУ общий" подключить к проводу 47 через клемму XTM12:1

Монтаж провода 27 через клемму 10 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "8ТУ откл" подключить к проводу 27 через клемму XTM12:2

Монтаж провода 36 через клемму 13 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "10ТУ общий" подключить к проводу 36 через клемму XTM14:1

Монтаж провода 32 через клемму 9 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "10ТУ вкл" подключить к проводу 32 через клемму XTM14:2

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

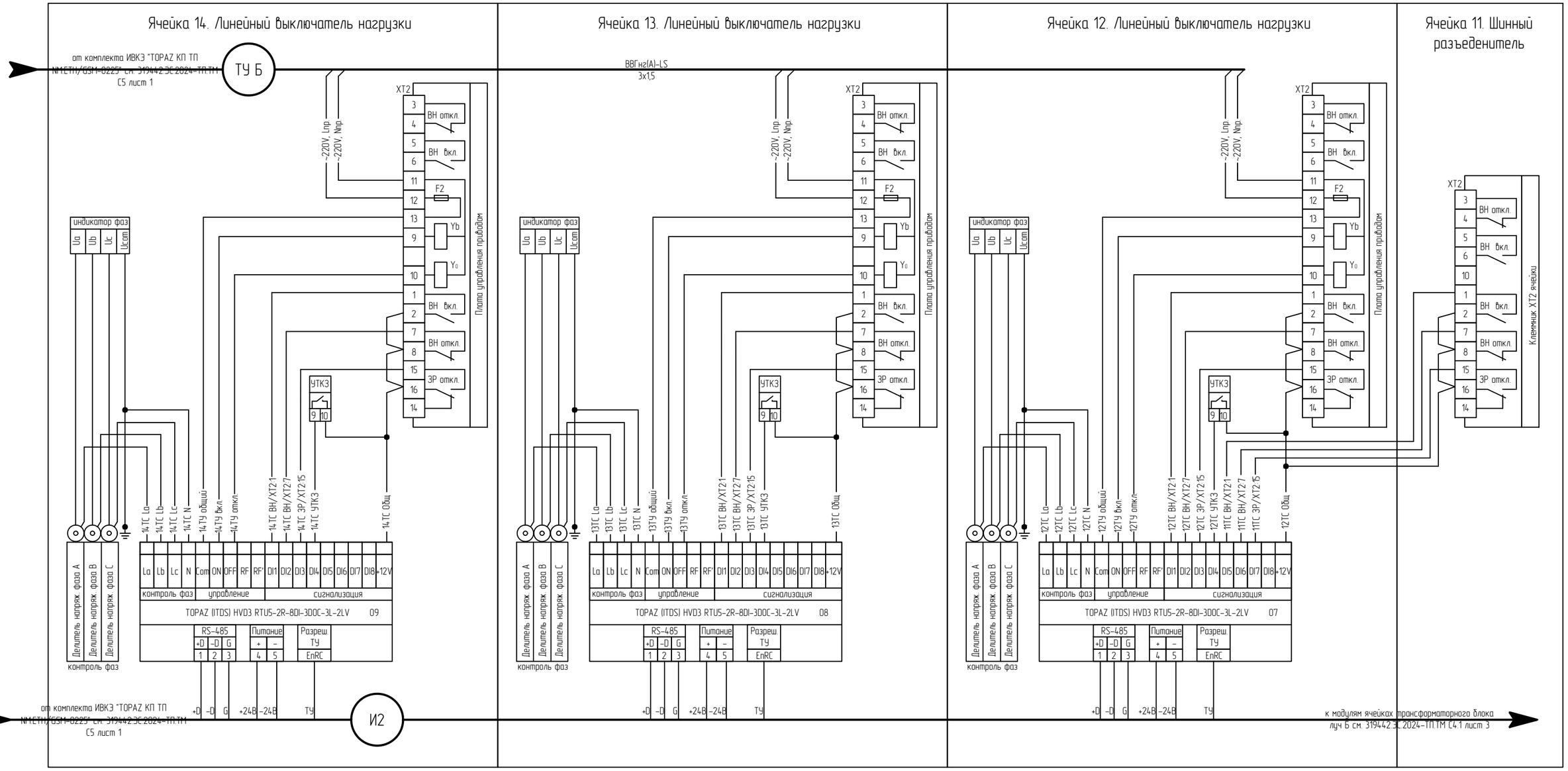
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4

Лист 3

Формат А3

Луч Б кабельный блок



Примечания:

Монтаж цепей выполнить проводом ПуГВх1 мм2 или аналогом.

Настоящим проектом предусмотрено автоматическое отключение питания электроприводов при выходе из режима телеуправления, для чего в состав комплекта телемеханики установлен управляющий контактор, обеспечивающий снятие напряжения с шины питания электроприводов ТУ А и ТУ Б.

Номер устройства телемеханики соответствует адресу устройства в сети.

Согласовано

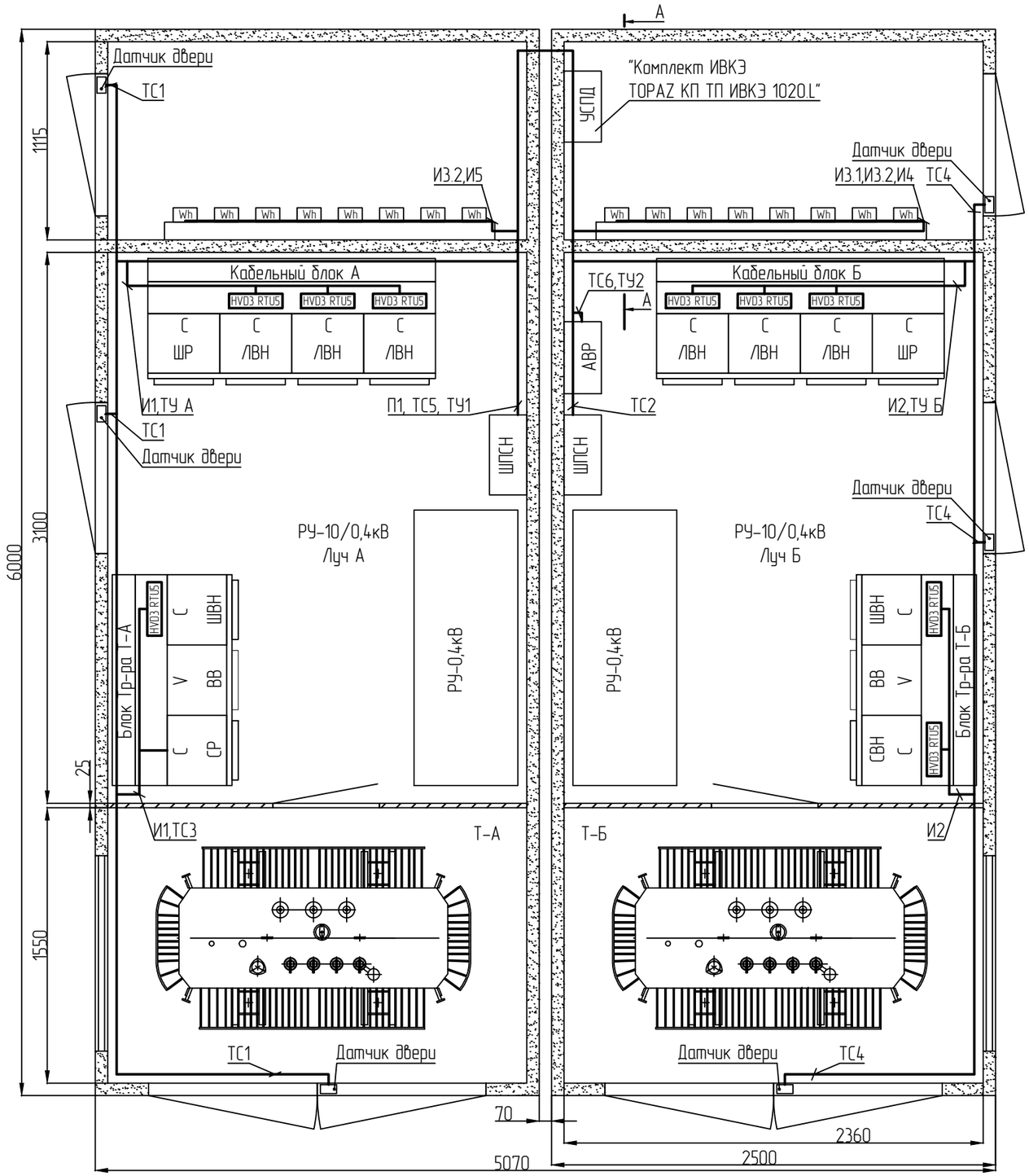
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

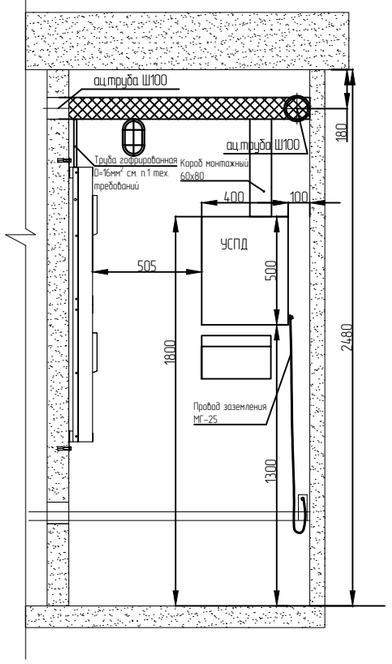
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С4	Лист 4

Формат А3



Обозн.	Марка	Трасса		Длина, м
		Начало	Конец	
И1	КИПЭВнг-LS 4х2х0.6	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Устройства телемеханики в ячейках луч А	14
И2	КИПЭВнг-LS 4х2х0.6	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Устройства телемеханики в ячейках луч Б	16
ИЗ.1	КИПЭВнг-LS 2х2х0.6	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Счетчик ЭЭ ввода луч Б	10
ИЗ.2	КИПЭВнг-LS 2х2х0.6	Счетчик ЭЭ ввод луч Б	Счетчик ЭЭ ввода луч А	10
И4	КИПЭВнг-LS 2х2х0.6	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Счетчики ЭЭ луч Б	20
И5	КИПЭВнг-LS 2х2х0.6	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Счетчики ЭЭ луч А	20
ТУ1	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	ШПСН-В луч Б	5
ТУ2	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	АВР 6-20кВ/ТУ	5
ТУ А	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Ячейки кабельного блока луча А	7
ТУ Б	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Ячейки кабельного блока луча Б	6
ТС1	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Двери ТП луч А	20
ТС2	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	ШПСН-В луч А	8
ТС3	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Ячейка СР луч А	10
ТС4	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	Двери ТП луч Б	16
ТС5	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	ШПСН-В луч Б	5
ТС6	МКШ (А)-LS 10х0,75	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	АВР 6-20 кВ	5
П1	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225"	ШПСН луч Б	5

А-А



Потребность кабелей и проводов						
Число и сечение жил, напряжение	Марка					Примечание
	ВВГнг(А)-LS	КИПЭВнг(А)-LS	ПуГВнг(А)-LS	МГ-25	МКШ (А)-LS	
3х1,5 0,66	87					ТУ1,ТУ2,ТУ А,ТУ Б, ТС1-ТС5, П1
10х0,75					5	ТС6
4х2х0.6 0,66		30				И1, И2
2х2х0.6 0,66		60				ИЗ-И5
1х1.5 0,66			54			ТС в ячейках
1х0.75 0,66			40			Резервное питание счетчиков
1х25 0,66				1		Заземление

Материалы для телемеханики			
Наименование и техническая характеристика	Завод изготовитель. Поставщик	Ед. измер.	Количество
Короб монтажный 60х80	АО "ОКС"	м	2
Труба гофрированная ПВХ 16мм² с протяжкой	АО "ОКС"	м	20

Условные обозначения:
П- цепи питания
И- интерфейсные цепи
ТУ- цепи телеуправления
ТС- цепи телесигнализации

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ С7

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К – ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ — филиала ПАО «Россети Московский регион».

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10кВ с включением в АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

Схема трасс прокладки кабельных линий телемеханики и АИИСКУЭ (ТП с кабельными блоками на 3 линии)

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель Поставщик	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	I. Оборудование телемеханики							
1	Комплект ИВКЭ «ТМ «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»» с ПО «АРМ-Д-КП-TOPAZ»*	319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ВО		ООО «ПиЭлСи Системы»	шт.	1		
2	Извещатель магнитоконтактный	ИО-102-20		ООО НПКФ «Комплектстройсервис»	шт.	4		
	II. Материалы для телемеханики							
3	Кабель интерфейсный	КИПЭВнг(А)-LS 4х2х0,6		ООО НПП«Спецкабель»	м	38		
4	Кабель контрольный гибкий	МКШ (А)-LS 10х0,75		ЧУПП "Поиск-1"	м	10		
5	Кабель интерфейсный	КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6		ООО НПП«Спецкабель»	м	80		
6	Кабель силовой	ВВГнг(А)-LS 3х1,5		ООО «Дмитров-Кабель»	м	171		
7	Провод монтажный белый	ПуГВнг(А)-LS 1х1,5		ООО «Дмитров-Кабель»	м	54		
8	Провод монтажный белый	ПуГВнг(А)-LS 1х0,75		ООО «Дмитров-Кабель»	м	20		
9	Провод монтажный голубой	ПуГВнг(А)-LS 1х0,75		ООО «Дмитров-Кабель»	м	20		
10	Провод заземляющий	МГ 1х25		АО «ЭКЗ»	м	1		
11	Комплект монтажный для шкафа ТМ			ООО «ПиЭлСи Системы»	шт.	1		
12	Короб монтажный 60х80			АО «DKC»	м	2		
13	Труба гофрированная ПВХ 16 мм с протяжкой			АО «DKC»	м	20		
	III. Оборудование телемеханики ТП, устанавливаемое на заводе-изготовителе ячеек РУ-10/0,4кВ							В условиях сниженного финансирования поставляются по отдельному титулу
14	Устройство телемеханики	TOPAZ HVD3-RTU5-2R-8DI-3DOC-3L-2LV		ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	9		
15	Кронштейн	TOPAZ HVD3		ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	9		
	IV. Оборудование организации учёта электроэнергии, поставляемое по проекту силового оборудования в составе оборудования БКТП *							
16	Счетчик электрической энергии с функцией контроля ПКЭ	CTEM300.153GSU			шт.	2		Поставляется в составе силового оборудования РУ-0,4 кВ
17	Счетчик электрической энергии	CTEM300.153GSU			шт.	6		
18	Трансформатор тока шинный (для вводных шин РУ-0,4 кВ)				шт.	6		
19	Трансформатор тока шинный (для шин ОЛ РУ-0,4 кВ)				шт.	18		
20	Коробка испытательная				шт.	8		
21	Разветвитель интерфейса ПР-3				шт.	8		

Примечание к разделу I

*Программное обеспечение «TOPAZ АРМ-Д-КП» не входит в состав оборудования «Комплект ТМ «TOPAZ КП ТП NM.ETH/GSM-0225»» (см. 319442.ЭС.2024-ТП.ТМ ВО), однако, данное ПО перед поставкой комплекта устанавливается на сервер из состава указанного комплекта и поставляется на объект вместе с ним. Данное программное обеспечение обеспечивает работу сервера на программном уровне в части организации связи и информационного взаимодействия с вышестоящим уровнем (в частности с серверами ДП и АРМ).

** – В условиях сниженного финансирования оборудование и материалы сократить до минимального объема с последующей доукомплектацией по отдельному титулу. (см. п.6 приложения 3 методических указаний).

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гуляев			
ГИП		Вершинин			

319442.ЭС.2024-ТП.ТМ В4.1

Система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ

Спецификация оборудования и материалов ТП

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

ООО «ЭЗОС-КЭМ»

Формат А3

Приложения

1 230620 147154

Приложение № _____
к договору ТП № _____
от "_____" _____20___г.

Троицкий РЭС (НМ)

№ И-23-00-937007/102 «_____» _____ 20 ___ г.

Технические условия
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «Россети Московский регион»
энергопринимающих устройств

Государственное унитарное предприятие города Москвы "Мосгортранс"

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: энергопринимающие устройства **Зарядных станций для электротранспорта**.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: **Зарядные станции для электротранспорта, 108800, г. Москва, п Киевский, квартал №90**.
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **900 кВт.**
4. Категория надежности: **вторая.**
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: **0,4 кВ**.
6. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению: **2 года.**
7. Точки присоединения и распределение максимальной мощности по каждой точке присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

7.1. 1, 2 точки - кабельные наконечники вновь сооружаемых 4-х КЛ-0,4 кВ, отходящих от яч. сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № нов. в направлении ВРУ-0,4 ЗЭС №1 Заявителя - 300 кВт;

7.2. 3, 4 точки - кабельные наконечники вновь сооружаемых 4-х КЛ-0,4 кВ, отходящих от яч. сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № нов. в направлении ВРУ-0,4 ЗЭС №2 Заявителя - 300 кВт;

7.3. 5, 6 точки - кабельные наконечники вновь сооружаемых 4-х КЛ-0,4 кВ, отходящих от яч. сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № нов. в направлении ВРУ-0,4 ЗЭС №3 Заявителя - 300 кВт.

8. Основной источник питания: **ПС 110 кВ Кузнецово №371 110/10 кВ, ПС 110 кВ Бекасово №523 110/10 кВ.**
9. Резервный источник питания: **ПС 110 кВ Бекасово №523 110/10 кВ, ПС 110 кВ Кузнецово №371 110/10 кВ.**
10. ПАО «Россети Московский регион» выполнить:

10.1. Мероприятия, выполняемые ПАО «Россети Московский регион» за счет средств платы за технологическое присоединение и необходимые для осуществления технологического присоединения:

10.1.1. Строительство блочной комплектной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, 1 шт. (ТП-10/0,4 кВ № нов.). Для присоединения Заявителя установить 2 трансформатора мощностью по 1000 кВА. Размещение ТП выполнить на границе земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП;

10.1.2. Оборудовать ТП-10/0,4 кВ № нов. АИИС КУЭ, устройствами релейной защиты и автоматики, системой телемеханики, канала связи и передачи данных на вновь сооружаемом объекте;

10.1.3. Установка и наладка средств коммерческого учета электрической энергии (мощности) – 6 шт. трехфазных полукосвенного включения. Место установки определить проектом;
10.1.4. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт., (по 2 шт. в траншее) от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП- 10/0,4 кВ №1512 с.1 с монтажом соединительных муфт до яч. 1 секции РУ-10 кВ вновь сооружаемой ТП-10/0,4 кВ № нов. Протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,5 км, из них:
- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,27 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,23 км;
10.1.5. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт., (по 2 шт. в траншее) от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.11 направлением РП-10 кВ №9К - ТП- 10/0,4 кВ №1512 с.2 с монтажом соединительных муфт до яч. 2 секции РУ-10 кВ вновь сооружаемой ТП-10/0,4 кВ № нов. Протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,5 км, из них:
- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,27 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,23 км;
10.1.6. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № нов. до вновь сооруж. ВРУ- 0,4 кВ ЗЭС №1 Заявителя. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,1 км, из них:
- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,03 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,07 км;
10.1.7. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № нов. до вновь сооруж. ВРУ- 0,4 кВ ЗЭС №2 Заявителя. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,1 км, из них:
- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,03 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,07 км;
10.1.8. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № нов. до вновь сооруж. ВРУ- 0,4 кВ ЗЭС №3 Заявителя. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,1 км, из них:
- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,03 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,07 км;
10.1.9. Выполнить благоустройство по трассе КЛ.
10.2. Мероприятия, выполняемые ПАО «Россети Московский регион» за счет средств инвестиционной составляющей тарифа на передачу электроэнергии и необходимые для осуществления технологического присоединения:
10.2.1. Выполнить комплекс работ по пуско-наладке с заменой трансформаторов тока, 3 шт., на трехобмоточные ТТ-10 кВ в ячейке №17 РУ-10 кВ РП-10 кВ №9К;
10.2.2. Выполнить комплекс работ по пуско-наладке с заменой трансформаторов тока, 3 шт., на трехобмоточные ТТ-10 кВ в ячейке №19 РУ-10 кВ РП-10 кВ №9К;
10.2.3. Выполнить комплекс работ по пуско-наладке с заменой трансформаторов тока, 3 шт., на трехобмоточные ТТ-10 кВ в ячейке №5 РУ-10 кВ РП-10 кВ №3Н;
10.2.4. Выполнить комплекс работ по пуско-наладке с заменой трансформаторов тока, 3 шт., на трехобмоточные ТТ-10 кВ в ячейке №17 РУ-10 кВ РП-10 кВ №3Н;
10.2.5. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт., (по 2 шт. в траншее) от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.8 направлением ПС 110 кВ Бекасово № 523 110/10 кВ - РП-10 кВ №3Н с монтажом соединительных муфт до яч. 1 и 2 секции РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ №1512. Протяженность каждой одножильной КЛ сечением 240 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,42 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,3 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,12 км.
10.2.6. Замена КЛ-10 кВ, 1 шт., (1 шт. в траншее) направлением фид.16 с ПС 110 кВ Кузнецово №371 110/10 кВ от опоры №37 до яч.№17 1 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ №3Н, сечением 95 кв.мм на КЛ сечением 240 кв. мм. Протяженность реконструируемой одножильной КЛ сечением 240 кв.мм с пластмассовой изоляцией – 0,05 км, из них:
- протяженность КЛ в траншее – 0,05 км;
10.2.7. В месте перехода КЛ-10 кВ в ВЛ-10 кВ на опоре №37 фид.16 с ПС 110 кВ Кузнецово № 371 110/10 кВ установить РЛР-10 кВ, 1 шт;
10.2.8. Выполнить благоустройство по трассе КЛ;
10.2.9. Установка устройств релейной защиты и автоматики, канала связи и передачи данных на реконструируемых объектах, объем уточнить при проектировании.
10.3. Предусмотреть техническую возможность участия нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР).
10.4. До ввода объектов в работу, ПАО «Россети Московский регион» необходимо провести проверку выполнения технических условий (этапов технических условий), результатом которой является Акт о выполнении технических условий (этапов технических условий), подписываемый ПАО «Россети Московский регион» и Заявителем.
11. Заявителю выполнить:
11.1. Мероприятия, выполняемые Заявителем и необходимые для осуществления технологического присоединения:
11.1.1. Запроектировать и построить 3 шт. ВРУ-0,4 кВ Заявителя. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ с учетом требуемой категории надежности Заявителя определить проектом. Для обеспечения селективной работы устройств релейной защиты, предусмотреть номинальный ток ВРУ-0,4 кВ до 600 А;
11.1.2. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети Заявителя, работающих раздельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме эксплуатации;
11.1.3. Предоставить места, предназначенные для размещения средств коммерческого учета электрической энергии ПАО ‘‘Россети Московский регион’’.
11.2. Разработать проектную (рабочую) документацию внутреннего электроснабжения объекта на основе Градостроительного кодекса, ПУЭ и НТД (предусмотреть мероприятия по установке приборов учета электроэнергии, устройств релейной защиты и автоматики, телемеханики и коммутационных аппаратов), в случае, если в соответствии с законодательством РФ о градостроительной деятельности разработка проектной документации является обязательной.
11.3. Проектом определить необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности, их вид, количество, номинальные данные и места подключения. Устройства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать степень компенсации реактивной мощности в точках присоединения энергопринимающих устройств Заявителя напряжением 0,4 кВ не выше 0,35 (tg φ меньше или равно 0,35).
11.4. В случае необходимости разработки проекта в соответствии с требованиями, указанными в пункте 11.2 настоящих технических условий, принимаемые на стадии проектирования технические решения, а так же сам проект внутреннего электроснабжения Заявителя, согласовать с филиалом ПАО "Россети Московский регион" **Новая Москва**.
11.5. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013, а также средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в ПАО "Россети Московский регион".
11.6. Для электроснабжения электроприемников, относящихся к первой категории надежности, внезапный перерыв снабжения электрической энергией которых может повлечь угрозу жизни и здоровью людей, экологической безопасности либо безопасности государства, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания или

резервирование вышеуказанных электроприемников по внутренней сети Заявителя. При установке автономных резервных источников питания Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

12. Общие требования:

12.1. Присоединение энергопринимающих устройств осуществляется к сетям общего назначения, обеспечивающим качество электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

12.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО "Россети Московский регион", с корректировкой утвержденных технических условий.

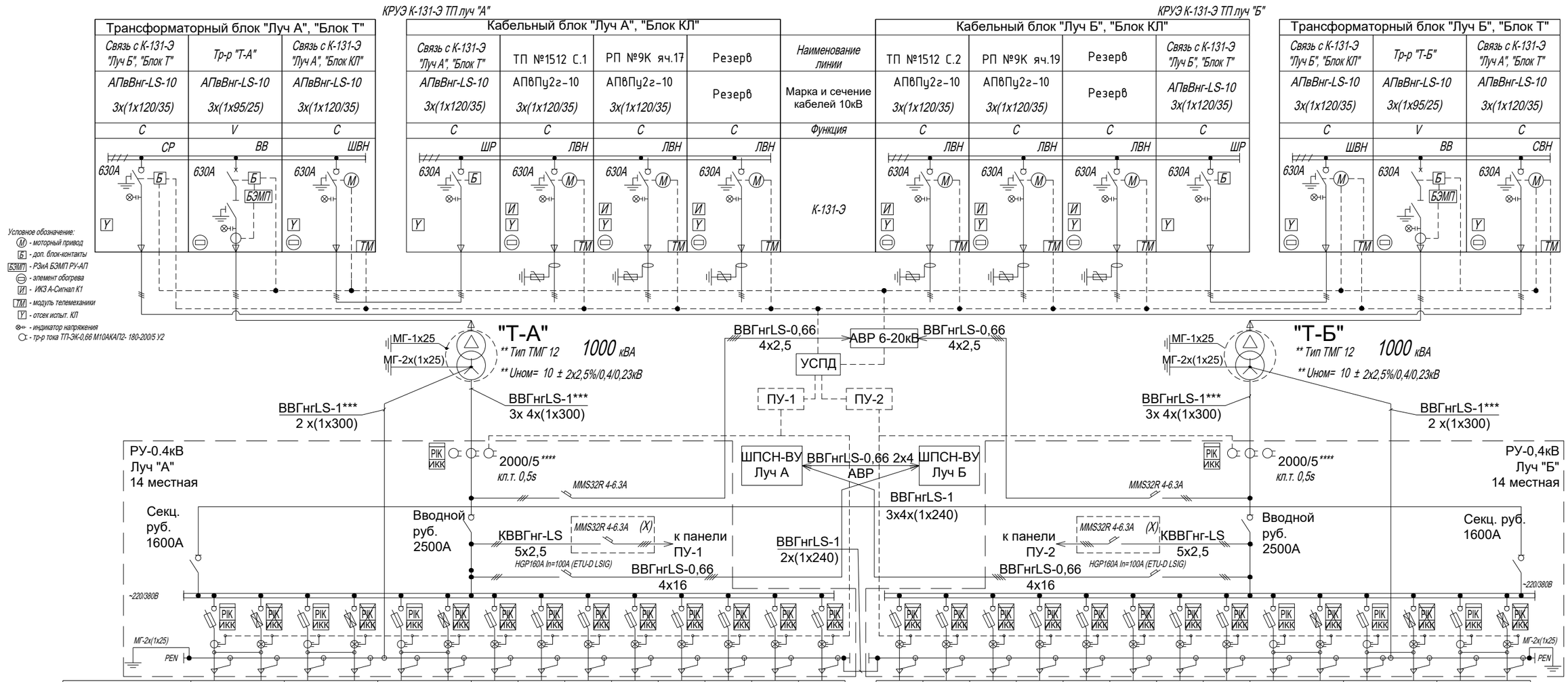
12.3. Фактическое присоединение энергопринимающих устройств будет произведено после осмотра (обследования) присоединяемых энергопринимающих устройств должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор при участии ПАО "Россети Московский регион" и Заявителя и после выдачи уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, разрешения на допуск в эксплуатацию объектов Заявителя.

12.4. Настоящий документ является неотъемлемой частью Договора № _____ от **"_____"** _____ **20___ г.** об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети и без заключения Договора является недействительным и не создает никаких прав и/или обязанностей.

12.5. Срок действия настоящих технических условий составляет **2 года** со дня заключения **договора** об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

ПОДПИСАНО
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
2ac17fee
Начальник управления инженерного обеспечения ТП ИА
А.М.Елистратов

Денисов П.В. 8 (495) 662-40-70



N фидера		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование линии *****		ВРУ 3		ВРУ 2		ВРУ 1		Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
Кабель	Марка *****	АПвБШп(г)-1		АПвБШп(г)-1		АПвБШп(г)-1									
	Сечение, мм *****	2х(4х185)		2х(4х185)		2х(4х185)									
Расчетный ток, А *****		504,81		504,81		504,81									
Ном. ток моноблока, А		630		630		630		630	630	630	630	630	630	630	630
Ток плавкой вставки, А*****		630		630		630									
Тр-р тока кл.т.0,5s	In/Iвт,А	600/5		600/5		600/5		____/5	____/5	____/5	____/5	____/5	____/5	____/5	____/5
Порядковый № счетчика ЭЭ		1.3		1.2		1.1									

N фидера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование линии *****	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	ВРУ 3		ВРУ 2		ВРУ 1	
Марка *****									АПвБШп(г)-1		АПвБШп(г)-1		АПвБШп(г)-1	
Сечение, мм *****									2х(4х185)		2х(4х185)		2х(4х185)	
Расчетный ток, А *****									504,81		504,81		504,81	
Ном. ток моноблока, А	630	630	630	630	630	630	630	630	630		630		630	
Ток плавкой вставки, А*****									630		630		630	
Тр-р тока кл.т.0,5s In/Iвт,А	____/5	____/5	____/5	____/5	____/5	____/5	____/5	____/5	600/5		600/5		600/5	
Порядковый № счетчика ЭЭ									2.3		2.2		2.1	

Примечание:

1. Порядок привязки однолинейной схемы указ на листе № 3.
2. Приборы учета на вводах 0,4кВ должны быть с функцией контроля качества ЭЭ
3. Электрооборудование, применяемое в данном проекте, к моменту включения БКТП должно быть аттестовано в ПАО "Россети".
4. Раздел УСПД выполняется по типовому проекту "Базовая система телемеханики и учета электроэнергии ТП 6-20кВ" .
5. Счетчики ЭЭ устанавливаются на панели учета ПУ-1(2).
6. (Х) - авт. выключатель должен быть апломбирован эксплуатирующей организацией. Установка в ПВХ боксе рядом с ПУ-1(2).

Согласовано

Взам.инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.		Гуляев			
Проверил		Никифоров			
ГИП		Вершинин			
Н. контр.		Мазин			

319442.ЭС.2024-ТП.ЭС

Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП- 10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/п луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/п луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/п луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НМ - филиала ПАО «Россети Московский регион».

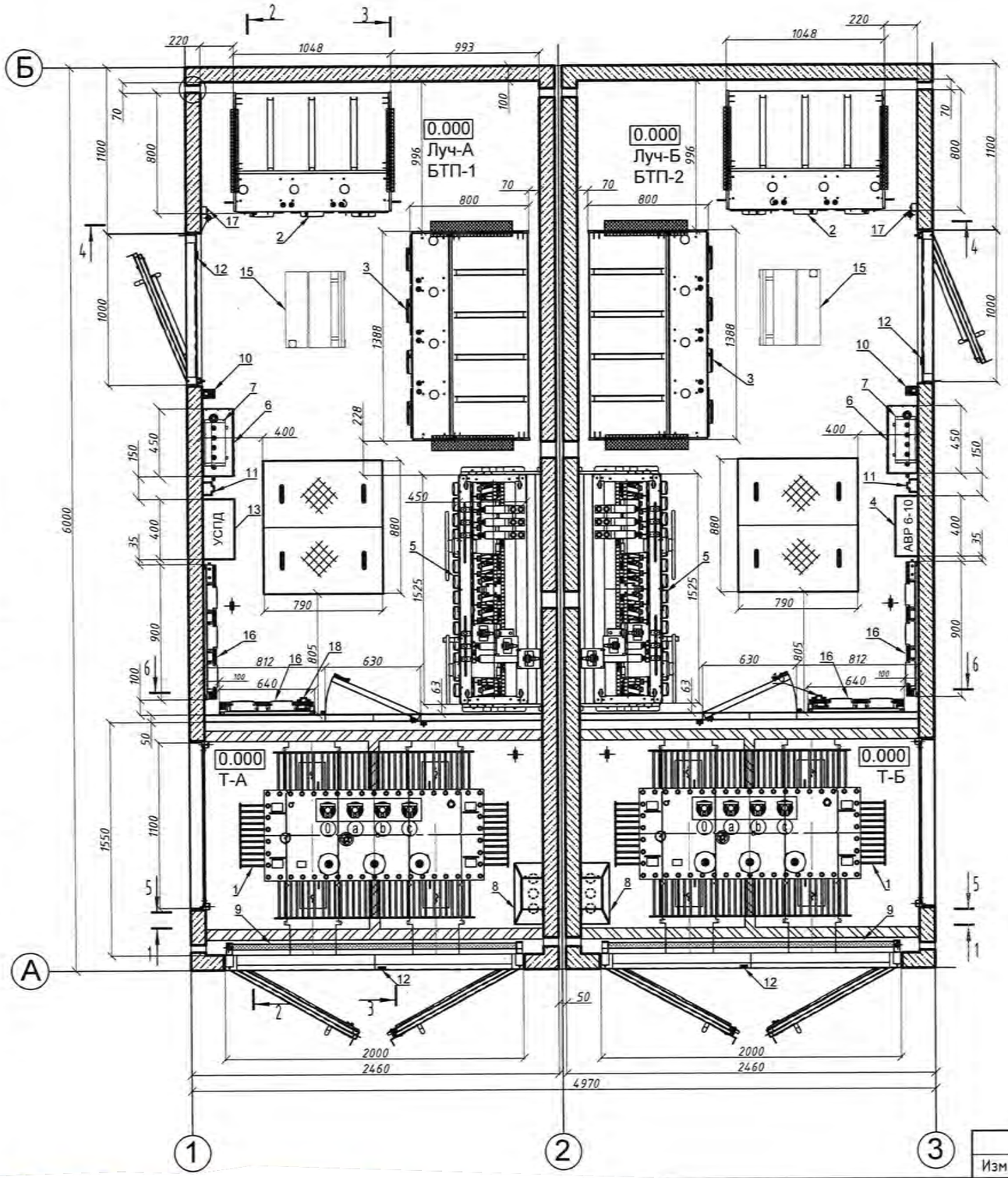
БКТП 10/0,4кВ с трансформаторами 2х1000кВА
Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
Р	4	

Принципиальная однолинейная схема с НКУ-МЭЩ типа ШРНН на 14 присоединений

ХимСтройЭнерго
SB групп

Копировал



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
1	ТМГ 1000 кВА Д/Ун-11 *	Силовой трансформатор масленный герметичный	2	
2	КРУЭ К-131-Э функции CVC	Комплектное распределительное устройство (трансформаторный блок)	2	
3	КРУЭ К-131-Э функции CCCC	Комплектное распределительное устройство (кабельный блок)	2	
4	АВР 6-20 ТУ	Устройство автоматического ввода резерва	1	
5	ШРНН-14-2500(1600)**	РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 14 присоединений	2	
	~~ШРНН-8-2500(1600)_____ (Н) **~~	~~РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 8 присоединений с одним отх. а/в: - HGS А с расцеп. GPR LP~~		
	~~ШРНН-6-2500(1600) 2500 (Н) **~~	~~РУ-0,4кВ 2500 (1600)А на 6 присоединений с одним отх. а/в: - HGS 2500А с расцеп. GPR LP~~		
6	ШПСН-ВУ	Шкаф питания собственных нужд	2	
7		Полка инвентарная	2	Установить под ШПСН-ВУ
8		Кожух защитный для кабеля 6-20кВ (в комплекте с изолирующим фартуком)	2	
9		Барьер безопасности деревянный съемный	2	
10	ШО-15У1 (ШО-35У1 для 20кВ)	Штанга оперативная 6-20кВ	2	
11	АРТ-18	Терморегулятор с датчиком в боксе (10А, 220В)	2	
12	ИО-102-20	Датчик открытия дверей	4	
13	УСПД ***	Шкаф системы телемеханики с включением в АИИСКУЭ	1	
14	ПМУ ***	Пост местного управления	2	
15		Инвентарная подставка	2	
16	ПУ-1, ПУ-2	Панель учета со счетчиками согласно схеме	2	До 15 счетчиков
17		Выключатель накладной однополюсный 16А, 220В	2	
18		Бокс с авт. выкл. 4А пломбируемый	2	

Примечание:

1. За отметку 0,000 принят уровень чистого пола подстанции.
2. Электрооборудование, применяемое в данном проекте, к моменту включения БКТП должно быть аттестовано в ПАО "Россети".
3. * - Указать тип, мощность, ном. напряжения силового тр-ра.
4. ** - указать тип ШРНН (ненужное зачеркнуть).
5. *** - УСПД тип, комплектация, изготовитель выполняется по типовому проекту "Базовая система телемеханики и учета электроэнергии ТП 6-20кВ".
6. На компоновке показаны:
   - ШРНН-14-2500-1600
   - Силовой тр-р ТМГ 12 1250кВА 10/0,4кВ
7. Привязку силовых тр-ров в трансформаторном отсеке см. лист № 7

Согласовано

Взам.инв. N

Подпись и дата

Инв.N подл.

Привязан:	ХИМСТРОЙЭНЕРГО НАУЧНО ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ		
Привязал	Гуляев		03.25
ГИП	Вершинин		03.25
Инв.N:		подпись	дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Н. Контр.		Сятиня			01.23
Утвердил		Пустоварин			01.23
ГИП		Фурсов			01.23
Разраб.		Моргунов			01.23

«Строительство БКТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 2х1000 кВА, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП- 10/0,4 кВ №1512 с.1, 2КЛ-10 кВ от места врезки в одну КЛ-10 кВ фид.3 направлением РП-10 кВ №9К - ТП-10/0,4 кВ №1512 с.2, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/и луча А и Б РУ-0,4 кВ сооруж. ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ-0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/и луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, КЛ-0,4 кВ от сооружаемых сборок н/и луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ до сооруж. ВРУ- 0,4 кВ Заявителя, ГНБ, ПКУ, в т.ч. ПИР, г. Москва, пос. Киевский, квартал №90 для нужд НН - филиала ПАО «Россети Московский регион».

Блочная комплектная трансформаторная подстанция в ЖБ оболочке с тр-ми 2х 1000 кВА. на напряжение 10/0,4кВ.

Стадия	Лист	Листов
Р	5	

Компоновка оборудования С КРУЭ К-131-Э

ООО "МЭЩ"

Копировал

Формат А3

Перечень точек учета

№	Наименование присоединения	Тип СИ	Место установки СИ	Мощность втор. обмоток ТТ, ВА	Коэф-т безопасности FS	Межповерочный интервал, лет	Класс точности, погрешность	Предел (диапазон) измерений
1	Ввод-0,4кВ Луч А	CTEM300.153GSU	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	2000/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	2000/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	2000/5
2	ВРУ 3 Луч А	CTEM300.153GSU	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	600/5
3	ВРУ 2 Луч А	CTEM300.153GSU	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	600/5
4	ВРУ 1 Луч А	CTEM300.153GSU	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	600/5
5	Ввод-0,4кВ Луч Б	CTEM300.153GSU	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	2000/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	2000/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	2000/5
6	ВРУ 3 Луч Б	CTEM300.153GSU	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	600/5
7	ВРУ 2 Луч Б	CTEM300.153GSU	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	600/5
8	ВРУ 1 Луч Б	CTEM300.153GSU	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	3x220/380В 5(10)А
		ТШ-ЭК-0,66	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТШ-ЭК-0,66	L3	5	19	16	0,5S	600/5

Саморегулируемая организация, основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации.
АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
«ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, МЕТРОПОЛИТЕНОВ И ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА»
115172, г. Москва, Котельническая набережная, д. 25, стр. 1.,www.nplp.ru, e-mail: info@nplp.ru
Регистрационный номер в государственном реестре № СРО - П - 036 - 14102009 от 14 октября 2009 г.

г. Москва «19» апреля 2017 г.

АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, МЕТРОПОЛИТЕНОВ И ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

№ 05-П-02122009

Выдано члену саморегулируемой организации:

Общество с ограниченной ответственностью

(полное наименование юридического лица, (фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя)

«Инженерно-техническая компания Д-Системс»

ОГРН 5067746132889, ИНН 7728591834, 117393, г. Москва, Архитектора Власова ул., д. 39

(ОГРН (ОГРНИП), ИНН, адрес местонахождения (место жительства), дата рождения индивидуального предпринимателя)

Основание выдачи Свидетельства:
Решение Совет, протокол № 07 от «19» апреля 2017 г.
Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.
Начало действия с «19» апреля 2017 г.
Свидетельство без приложения не действительно.
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного от 19 декабря 2016 г. № 05-П-02122009

Председатель Совета: М.С. Слепак

М.П.

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 1. **ПРИЛОЖЕНИЕ**
к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:
объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Ассоциации Саморегулируемая организация «Лига проектировщиков подземных сооружений, метрополитенов и других объектов строительства» ***Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс»*** **имеет Свидетельство:**

№	Наименование вида работ
1.	**Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:**
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	**Работы по подготовке архитектурных решений**
3.	**Работы по подготовке конструктивных решений**
4.	**Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:**
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения
4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	**Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:**
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	**Работы по подготовке технологических решений:**
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их

Председатель Совета: М.С. Слепак

М.П.

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 2. **ПРИЛОЖЕНИЕ**
к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

№	Наименование вида работ
	комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.10.	Работы по подготовке технологических решений объектов атомной энергетики и промышленности и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
6.13.	Работы по подготовке технологических решений объектов метрополитена и их комплексов
7.	**Работы по разработке специальных разделов проектной документации:**
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
8.	**Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации**
9.	**Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды**
10.	**Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности**
11.	**Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения**
12.	**Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений**
13.	**Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)**

<u>Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс»</u> вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 50 000 000 (пятьдесят миллионов) рублей.

Председатель Совета: М.С. Слепак

М.П.

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 3. **ПРИЛОЖЕНИЕ**
к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:
особо опасных и технически сложных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Ассоциации Саморегулируемая организация «Лига проектировщиков подземных сооружений, метрополитенов и других объектов строительства» ***Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс»*** **имеет Свидетельство:**

№	Наименование вида работ
1.	**Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:**
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
4.	**Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:**
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения
4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	**Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:**
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	**Работы по подготовке технологических решений:**
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.10.	Работы по подготовке технологических решений объектов атомной энергетики и промышленности и

Председатель Совета: М.С. Слепак

М.П.

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 4. **ПРИЛОЖЕНИЕ**
к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

№	Наименование вида работ
	их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
6.13.	Работы по подготовке технологических решений объектов метрополитена и их комплексов
7.	**Работы по разработке специальных разделов проектной документации:**
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
10.	**Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности**
11.	**Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения**
12.	**Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений**
13.	**Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)**

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 50 000 000 (пятьдесят миллионов) рублей.

Председатель Совета: М.С. Слепак

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

ЕАС

№ ЕАЭС RU C-RU.HP15.B.00540/20

Серия RU № 0257274

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общества с ограниченной ответственностью "Оценка продукции и систем менеджмента"
Место нахождения: 115516, Россия, город Москва, улица Промышленная, дом 11 строение 3, этаж 4, помещение I, комната 19Б, офис 69
Адрес места осуществления деятельности: 115533, РОССИЯ, Город Москва, проспект Андропова, дом 22, 9 этаж, комната № 23, помещение № I
Регистрационный номер аттестата аккредитации № RA.RU.11HP15, дата регистрации 25.04.2019 года.
Телефон: +7 903 119 8810 Адрес электронной почты: ocenkapr@mail.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"
Место нахождения: 117449, Россия, город Москва, улица Винокурова, 3
Адрес места осуществления деятельности: 117246, Россия, город Москва, проезд Научный, дом 17, основной государственный регистрационный номер 5087746385953
Телефон: +74951390405 Адрес электронной почты: sales@tpz.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"
Место нахождения: 117449, Россия, город Москва, улица Винокурова, 3
Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 117246, Россия, город Москва, проезд Научный, дом 17

ПРОДУКЦИЯ Устройства телемеханики, типы: TOPAZ ADS, TOPAZ ASR, TOPAZ AU, TOPAZ AVS, TOPAZ CI, TOPAZ CPC, TOPAZ DRP, TOPAZ DT, TOPAZ ELP, TOPAZ EVS, TOPAZ FBU, TOPAZ FOS, TOPAZ FW, TOPAZ GSM, TOPAZ HMI, TOPAZ HVD3, TOPAZ IEC DAS, TOPAZ ILV, TOPAZ iSAS, TOPAZ MC DIN, TOPAZ MC DOUT, TOPAZ MC RTU, EOPAZ MC SW, TOPAZ MRP, TOPAZ MU, TOPAZ NPort, TOPAZ OCTU, TOPAZ PSC, TOPAZ PSC DT, TOPAZ PSI, TOPAZ PW, TOPAZ RedBox, TOPAZ REP, TOPAZ RPS, TOPAZ RS485, TOPAZ RSP, TOPAZ SCU, TOPAZ SFP, TOPAZ SGS, TOPAZ SHDSL, TOPAZ SVAM, TOPAZ SW, TOPAZ T-DIO, TOPAZ TM AIN, TOPAZ TM AOUT, TOPAZ TM DIN, TOPAZ TM DOUT, TOPAZ TM MTU, TOPAZ TM PM7, TOPAZ USB Config KIT, TOPAZ VR, TOPAZ AK, TOPAZ ВЧ, TOPAZ Метроном PTS, TOPAZ ПР, TOPAZ DMU, TOPAZ AMU, TOPAZ ADMU, TOPAZ RTDU, TOPAZ ETH, TOPAZ FUS, TOPAZ TM CIN, TOPAZ TM EM, TOPAZ EDAS, TOPAZ ESU.
Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 4230-003-89466010-2012«Устройства телемеханики «TOPAZ».
Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 9030400000

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ
Технического регламента Таможенного союза "О безопасности низковольтного оборудования" (ТР ТС 004/2011)
Технического регламента Таможенного союза "Электромагнитная совместимость технических средств" (ТР ТС 020/2011)

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ протоколов испытаний №№ 19/1-20/св, 19-20/св от 14.07.2020 года, выданных Испытательной лабораторией (центр) радиоэлектронной аппаратуры и бытовых электроприборов общества с ограниченной ответственностью "Александровский испытательный центр", аттестат аккредитации RA.RU.21MO57
Акта о результатах анализа состояния производства № 20200605-10/01 от 23.06.2020 года
Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Условия и сроки хранения продукции, срок службы (годности) указаны в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации. Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента ГОСТ IEC 60950-1-2014 "Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования"; ГОСТ 30804.3.2-2013 "Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний", ГОСТ 30804.3.3-2013 "Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний", ГОСТ 30805.22-2013 "Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений", ГОСТ CISPR 24-2013 "Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Устойчивость к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний"

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.07.2020 **ПО** 14.07.2025 **ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации (подпись) Петри Денис Андреевич (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) (подпись) Егорова Кристина Станиславовна (Ф.И.О.)

АО «Опцион», Москва, 2019 г., «Б». Лицензия № 05-05-09/003 ФНС РФ. ТЗ № 938. Тел.: (495) 726-47-42

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

_____ В. В. Харитонов
«__» _____ 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

_____ А. Г. Картушин
«__28__» ____января____ 2022 г.

ПРОТОКОЛ № ШПД-6/22 от 28.01.2022 г.
по продлению срока действия заключения аттестационной комиссии
от 15.12.2020 г. № II3-82/20 и дополнению

Срок действия с 28.01.2022 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на базе оборудования TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009), производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи»:
- серверы АСУ ТП и СКСУ (основной/резервный) TOPAZ IEC DAS
- АРМ оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ
- система единого времени TOPAZ Метроном PTS
- сетевые коммутаторы TOPAZ SW5XX
- маршрутизатор и RedBox TOPAZ MX FW
- модули телемеханики (УСО) TOPAZ TM MTU5-Pr
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr/ DIN32C-Pr
- модули телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr/ DOUT16 MR-Pr
- измерительные преобразователи TOPAZ TM PM7-Pr (модификации D/E/W)
- устройства телемеханики серии TOPAZ (ITDS) исполнения HVD3-RTU5, HVD3-RTU7, AIN8-Pr
- контроллеры присоединения TOPAZ IEC DAS с панелью оператора TOPAZ HMI-I02 (с подключением по порту Ethernet)
- датчики температуры TOPAZ DT RS485

Программное обеспечение:
TOPAZ LINUX 1.0
TOPAZ SCADA 6

ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ

техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения в качестве автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на электрических подстанциях 6-750 кВ ДЗО ПАО «Россети», включая подстанции ЕНЭС, на которых не требуется применение типовых шкафов, с приведенными в таблице типовыми структурами измерительных каналов.

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения
без разрешения ПАО «Россети»

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»
_____А. Г. Картушин
«_25_»_____сентября____2020 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ
№ ПЗ – 60/20

Срок действия с 25.09.2020 г. по 25.09.2021 г.

ОБОРУДОВАНИЕ
Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, АСУ ТП, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009 от 25.10.2019) в составе и с архитектурой программно-технического комплекса телемеханики, автоматики, АСУ ТП, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ в соответствии с Руководством по эксплуатации ПЛСТ.421457.106 РЭ «Система сбора и передачи информации на базе программно-технического комплекса TOPAZ» Ред.9.2020 от 03.09.2020.

ЗАЯВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
ООО «ПиЭлСи Технолоджи» (117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)
ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
ООО «ПиЭлСи Технолоджи» (117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ
Техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ
для применения на электрических подстанциях 6-750 кВ ДЗО ПАО «Россети» в качестве системы сбора и передачи информации (ССПИ), в том числе, с применением протокола МЭК 61850-8-1, без использования МЭК 61850-9.2 и приведенными в таблице типовыми структурами измерительных каналов. Устройства TOPAZ HVD3 RTU5 и RTU7 применимы для ПС 6-110 (150) кВ ДЗО ПАО «Россети», не относящихся к ЕНЭС.

Для транспортировки и хранения устройств в составе ПТК при температуре ниже – 25°С необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования.

Запрещается передача и перепечатка и публикация материалов настоящего заключения
без разрешения ПАО «Россети»

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

_____ В. В. Харитонов
«___» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

_____ А. Г. Картушин
«02» декабря 2021 г.

ПРОТОКОЛ № ІІПД-86/21 от 02.12.2021 г.
по продлению срока действия Заключение аттестационной комиссии
от 25.09.2020 г. № ІІ3-60/20

Срок действия с 02.12.2021 г.
Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009):
- серверы ССПИ и СКСУ (основной/резервный) TOPAZ IEC DAS
- АРМ оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ
- система единого времени TOPAZ Метроном PTS
- сетевые коммутаторы TOPAZ SW5XX
- маршрутизатор и RedBox TOPAZ MX FW
- модули телемеханики (УСО) TOPAZ TM MTU5-Pr
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr/ DIN32C-Pr
- модули телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr/ DOUT16 MR-Pr
- измерительные преобразователи TOPAZ TM PM7-Pr (модификации D/E/W)
- устройства телемеханики серии TOPAZ (ITDS) (исполнения HVD3-RTU5, RTU7, AIN8-Pr)
- преобразователи аналоговых сигналов (AMU)
- контроллеры присоединения TOPAZ IEC DAS с панелью оператора TOPAZ HMI-I02 (с подключением по порту Ethernet)
- датчики температуры TOPAZ DT RS485

Программное обеспечение:
TOPAZ LINUX 1.0
TOPAZ SCADA 6

ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ

техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения на электрических подстанциях 6-750 кВ ДЗО ПАО «Россети» в качестве системы сбора и передачи информации (ССПИ) с приведенными в таблице типовыми структурами измерительных каналов.

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения
без разрешения ПАО «Россети»

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»
_____А. Г. Картушин
« 22 » июня 2020 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ
№ ПЗ – 44/20

Срок действия с 22.06.2020 г. по 22.06.2021 г.

ОБОРУДОВАНИЕ
Роутер TOPAZ GSM (ТУ 4230-003-89466010-2012).
Идентификационное наименование ПО: TOPAZ Linux.
номер версии (идентификационный номер) ПО: V.1.0

ЗАЯВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ
Техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ
для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» в качестве устройства, предназначенного для решения задач организации связи, автоматизации, телемеханики и диспетчеризации. Для транспортировки и хранения устройства при температуре ниже –25°С необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования. Для защиты от проникновения твердых предметов и воды необходимо размещение устройства в шкафах со степенью защиты, определяемой проектным решением.

Запрещается передача и перепечатка и публикация материалов настоящего заключения
без разрешения ПАО «Россети»

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

_____ В. В. Харитонов
«___» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

_____ А. Г. Картушин
«13» июля 2021 г.

ПРОТОКОЛ № ІІП-49/21 от 13.07.2021 г.
по продлению срока действия Заключение аттестационной комиссии
от 22.06.2020 № ІІ3-44/20

Срок действия с 13.07.2021 г.
Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

ОБОРУДОВАНИЕ
Роутер TOPAZ GSM (ТУ 4230-003-89466010-2012).
Идентификационное наименование ПО: TOPAZ Linux.
номер версии (идентификационный номер) ПО: V.1.0.

ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ
техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ
для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» в качестве устройства, предназначенного для решения задач организации связи, автоматизации, телемеханики и диспетчеризации. Для транспортировки и хранения устройства при температуре ниже – 25°С необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования. Для защиты от проникновения твердых предметов и воды необходимо размещение устройства в шкафах со степенью защиты определяемой проектным решением.

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения
без разрешения ПАО «Россети»

СЕРИЯ КИ 0269 НОМЕР 013509

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ И ЭКСПОРТНОМУ КОНТРОЛЮ

ЛИЦЕНЗИЯ

НА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО РАЗРАБОТКЕ И ПРОИЗВОДСТВУ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ КОНФИДЕНЦИАЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Регистрационный номер 1329 от 23 октября 2014 г.

Лицензия предоставлена Обществу с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)
ОГРН 5087746385953, ИНН 7727667738

Адрес места нахождения:
117449, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3

Адрес места осуществления лицензируемой деятельности:
117246, г. Москва, Научный проезд, д. 17

Перечень работ, на которые распространяется настоящая лицензия:

разработка средств защиты конфиденциальной информации: программных (программно-технических) средств защиты информации; защищенных программных (программно-технических) средств обработки информации; программных (программно-технических) средств контроля защищенности информации;

производство средств защиты конфиденциальной информации: программных (программно-технических) средств защиты информации; защищенных программных (программно-технических) средств обработки информации; программных (программно-технических) средств контроля защищенности информации.

Лицензия предоставлена на основании приказа ФСТЭК России от 23 октября 2014 г. № 480-л

Лицензия действует бессрочно

Заместитель директора

М.П. А.Куц

АО «Опцион», Москва, 2016 г., «Б». Лицензия № 05-05-09/003 ФНС РФ. ТЗ № 869. Тел.: (495) 726-47-42, www.opcion.ru

Центр по лицензированию, сертификации и защите
государственной тайны ФСБ России

(наименование лицензирующего органа)

ЛИЦЕНЗИЯ

ЛСЗ № 0015122 ✻ Рег. № 16434 Н от «30» января 2018 г.

На осуществление (указывается лицензируемый вид деятельности) разработки, производства, распространения шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств, выполнения работ, оказания услуг в области шифрования информации, технического обслуживания шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств (за исключением случая, если техническое обслуживание шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств, осуществляется для обеспечения собственных нужд юридического лица или индивидуального предпринимателя)

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности» (указываются в соответствии с перечнем работ (услуг), установленным положением о лицензировании соответствующего вида деятельности):

работы, предусмотренные пунктами 2, 3, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26 перечня выполняемых работ и оказываемых услуг, составляющих лицензируемую деятельность, в отношении шифровальных (криптографических) средств, являющегося приложением к Положению, утвержденному постановлением Правительства Российской Федерации от 16 апреля 2012 г. № 313.

Настоящая лицензия предоставлена (указываются полное и (в случае, если имеется) сокращённое наименование (в том числе фирменное наименование), организационно-правовая форма юридического лица, фамилия, имя и (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя, наименование и реквизиты документа, удостоверяющего его личность)

Обществу с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)

Основной государственный регистрационный номер юридического лица (индивидуального предпринимателя) (ОГРН) 5087746385953

Идентификационный номер налогоплательщика 7727667738

Место нахождения и места осуществления лицензируемого вида деятельности (указываются адрес места нахождения (место жительства - для индивидуального предпринимателя) и адреса мест осуществления работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности)

Место нахождения:

117449, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3

Места осуществления лицензируемого вида деятельности:

117246, г. Москва, Научный проезд, д. 17

Настоящая лицензия предоставлена на срок: **бессрочно**

Настоящая лицензия предоставлена на основании решения лицензирующего органа — приказа (распоряжения) от «30» января 2018 г. № 76

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа — приказа (распоряжения) от «_____» _____ г. № _____

Настоящая лицензия имеет — приложение (приложения), являющееся её неотъемлемой частью на — листах.

Первый заместитель начальника Центра — (должность уполномоченного лица) — (подпись уполномоченного лица) — С.А.Финогеев (Ф.И.О. уполномоченного лица)

М.П.

IEC 61850 Certificate Level A[1]

No. 10057347-INC 17-2443

Issued to:
PLC Technology
117449 Vinokurova st. 3
Moscow
Russian Federation

For the server product:
TOPAZ IEC DAS MX240 with modules TM BIN16 and PM7
Multifunctional measurement, communication, automation and control unit
Firmware version: iec850s v.2.1.0.4 with core v.2.0.2.1
TOPAZ IEC DAS S/N: 2400001105
TOPAZ TM BIN16 S/N: 4750001939
TOPAZ TM PM7 S/N: 4720003057

The server product has not been shown to be non-conforming to:

IEC 61850 Edition 2 Parts 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 and 8-1

Communication networks and systems for power utility automation

The conformance test has been performed according to IEC 61850-10 Edition 2, the UCA International Users Group Edition 2 Server Test Procedures version 1.0 with TPCL[2] 1.2.3 with product's protocol, model and technical issue implementation conformance statements: "Protocol Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated February 02, 2017", "Model Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated February 15, 2017" and "TISSUES Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated March 03, 2017" and the extra information for testing: "Protocol Implementation eXtra Information for Testing (PIXIT) for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated July 18, 2017".

The following IEC 61850 conformance blocks have been tested with a positive result (number of relevant and executed test cases / total number of test cases):

1	Basic Exchange (20/26)	9a	GOOSE Publish (10/13)
2	Data Sets (4/7)	9b	GOOSE Subscribe (12/14)
5	Unbuffered Reporting (21/21)	12a	Direct Control (5/18)
6	Buffered Reporting (30/30)	12d	Enhanced SBO Control (15/28)
		13	Time Synchronization (3/7)
		14	File Transfer (5/8)

This certificate includes a summary of the test results as carried out at NTC in Russia with UniCA 61850 Client Simulator 4.31.02 with test suite Ed2 4.32.06 and UniCA 61850 Analyzer 5.31.02. This document has been issued for information purposes only, and the original paper copy of the DNV GL verification report No. 10057347-INC 17-2442 will prevail.

The test has been carried out on one single specimen of the product as referred above and submitted to DNV GL by PLC Technology. The manufacturer's production process has not been assessed. This certificate does not imply that DNV GL has approved any product other than the specimen tested.

Arnhem, July 20, 2017

P. Cioci
Business Director
Intelligent Networks and Communication

Issued by:

DNV·GL

DNV KEMA is now DNV GL

R. Schimmel
Verification Manager

[1] Level A - Independent test lab with certified ISO 9001 Quality System
[2] TPCL - Test procedures change list

Copyright © DNV GL Netherlands B.V. Arnhem, the Netherlands. All rights reserved. It is prohibited to update or change this certificate in any manner whatsoever, including but not limited to dividing it into parts.

DNV GL Netherlands B.V. Utrechtseweg 310, 6812 AR Arnhem, P.O. Box 9035, 6800 ET Arnhem, the Netherlands
T +31 26 356 9111 F +31 26 351 36 83 salesdesk@dnvgl.com www.dnvgl.com

Applicable Test Procedures from the UCA International Users Group Edition 2 Server Test Procedures version 1.0 with TPCL 1.2.3

Conformance Block	Mandatory	Conditional
1: Basic Exchange	sAss1, sAss2, sAss3, sAssN2, sAssN3, sAssN4, sAssN5, sSrv1, sSrv2, sSrv3, sSrv4, sSrv5, sSrvN1abcd, sSrvN4	sAssN6, sSrv6, sSrv8, sSrvN1e, sSrvN1f, sSrvN3
2: Data Sets	sDs1, sDs10a, sDsN1ae	sDs15
5: Unbuffered Reporting	sRp1, sRp2, sRp3, sRp4, sRp5, sRp9, sRp14, sRp15, sRpN1, sRpN2, sRpN3, sRpN4, sRpN8	sRp6, sRp7, sRp8, sRp10, sRp11, sRp12, sRp13, sRpN5
6: Buffered Reporting	sBr1, sBr2, sBr3, sBr4, sBr5, sBr9, sBr14, sBr15, sBr20, sBr21, sBr22, sBr25, sBr26, sBr27, sBr28, sBrN1, sBrN2, sBrN3, sBrN4, sBrN5, sBrN8	sBr6, sBr7, sBr8, sBr10, sBr11, sBr12, sBr13, sBr23, sBr24
9a: GOOSE publish	sGop2a, sGop3, sGop4, sGop9, sGop10, sGop11	sGop1, sGop6, sGop7, sGopN1
9b: GOOSE subscribe	sGos1, sGos2, sGos3, sGos5, sGos6a, sGos7, sGosN1, sGosN2, sGosN3, sGosN4, sGosN5, sGosN6	
12a: Direct control	sCtl5, sCtl10, sDOns1, sDOns2	sCtl16
12d: Enhanced SBO Control	sCtl5, sCtl8, sCtl9, sCtl10, sCtl11, sCtl25, sSBOes1, sSBOes2, sSBOes6, sSBOes8	sCtl4, sCtl6, sCtl7, sCtl16, sCtl26
13: Time sync	sTm1, sTm2, sTmN1	
14: File transfer	sFt1, sFt2ab, sFt4, sFt5, sFtN1ab	

Перевод с английского языка на русский язык

UCA
«Международная Группа Пользователей»

Сертификат международной электротехнической комиссии МЭК 61850б уровень А[1]

№ 100573447-INC 17-2443

Выдано:
АО «Технология»
Российская Федерация
Москва 117449
ул. Винокурова, 3

Для серверного продукта:

TOPAZ IEC DAS MX240 с модулями TM BIN16 и PM7
Мультифункциональный измерительный прибор, станция связи, узел автоматики и управления
Аппаратно-программное обеспечение: iec850s версия 2.1.0.4 с оперативной памятью версия 2.0.2.1
TOPAZ IEC DAS S/N: 2400001105
TOPAZ TM BIN16 S/N: 4750001939
TOPAZ TM PM7: S/N: 4720003057

Серверный продукт показал, что он соответствует:

IEC 61850 Редакция 2 Части 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 и 8-1

Сети и системы связи для автоматической энергосистемы

Тест на соответствие проведен в соответствии с условиями стандарта МЭК 61850-10, Редакция 2, Процедуры тестовых испытаний серверного оборудования «Группы Международных Пользователей UCA», Редакция 2Б, версия 1.0, Список изменений процедур тестовых испытаний 1.2.3, со следующей декларацией соответствия реализации протокола, модели и технических вопросов продукции: «Декларация соответствия реализации протокола для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 2 февраля 2017 г.», «Декларация соответствия реализации модели для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 15 февраля 2017 г.», «Декларация о реализованных исправлениях допущенных ошибок и неточностей для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 3 марта 2017 г.», а также дополнительная информация о тестовых испытаниях: «Дополнительная информация о реализации протокола для тестовых испытаний (PIXIT) для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 18 июля 2017 г.»

Следующие блоки соответствия МЭК 61850 прошли испытания с положительным результатом (количество соответствующих и проведенных испытаний / общее количество испытаний):

1. Базовый обмен (20/26) 2. Наборы данных (4/7) 3. Небуферизованная отчетность (21/21) 4. Буферизованная отчетность (30/30)	9a. Публикация системы «горизонтального» обмена информацией между устройствами (10/13) 9b. Подписка на систему «горизонтального» обмена информацией между устройствами (12/14) 12a. Прямое управление (5/18) 12d. Усиленный SBO-контроль (15/28) 13. Синхронизация времени 14. Перенос файла (5/8)

Данный сертификат включает итоговые результаты тестовых испытаний в Национальном испытательном центре России по UniCA 61850, Моделирующее устройство 4.31.02, набор тестов 4.32.06 и UniCA 61850, Анализатор 5.31.02. Документ выдан только в целях предоставления информации, и оригинал документа Отчет о верификации DNV GL («Дет Ношке Веритас – Германиский Ллойд») №10057347-INC 17-2442 имеет преимущественную силу.

Тестовое испытание проводилось на одном образце продукции, как было указано выше, и предоставлено DNV GL компанией «Технология» АО. Производственный процесс производителя не оценивался. Настоящий сертификат не подразумевает, что DNV GL утвердило продукцию, кроме испытуемого образца.

Арнем, 20 июля 2017 г.

Выдано: DNV GL (ONV KEMA сейчас DNV GL)

П. Чочи
Коммерческий директор
«Интеллиджент Нетуоркс энд Коммьюникейшн»

Р. Схиммель
Менеджер технического контроля

[1]Уровень А – независимая испытательная лаборатория, сертифицированная по Системе Качества ISO 9001

Авторское право принадлежит компании DNV GL B.V., Арнем, Нидерланды. Все права сохранены. Данный сертификат запрещено корректировать или изменять каким-либо образом, включая, но не ограничиваясь, деление его на части.

DNV GL Netherlands B.V. Утрехтсевег 310, 6812 AP Арнем, п/я 9035, 6800, Арнем, Нидерланды
Тел: +31 26 356 9111 Факс: +31 26 351 36 83 salesdesk@dnvgl.com

Существующие процедуры тестовых испытаний «Группы международных пользователей UCA»

Соответствие	Обязательное	Условное
1: Базовый обмен	sAss1, sAss2, sAss3, sAssN2,sAssN2, sAssN3, sAssN4, sAssN5, sSrv1, sSrv2, sSrv3, sSrv4, sSrv5, sSrvN1abcd, sSrvN4	sAssN6, sSrv6, sSrv8, sSrvN1e, sSrvN1fsSrvN3
2: Наборы данных	sDs1, sDs10a, sDsN1, sDsN1ae	sDs15
5: Небуферизованная отчетность	sRp1, sRp2, sRp3, sRp4, sRp5, sRp9, sRp14, sRp15, sRpN1, sRpN2, sRpN3, sRpN4, sRpN8	sRp6, sRp7, sRp8, sRp10, sRp11, sRp12, sRp13, sRpN5
6: Буферизованная отчетность	sBr1, sBr2, sBr3, sBr4, sBr5, sBr9, sBr14, sBr15, sBr20, sBr21, sBr22, sBr25, sBr26, sBr27, sBr28, sBrN1, sBrN2, sBrN3, sBrN4, sBrN5, sBrN8	sBr6, sBr7, sBr8, sBr10, sBr11, sBr12, sBr13, sBr23, sBr24
9a: Публикация системы «горизонтального» обмена информацией между устройствами	sGop2a, sGop3, sGop4, sGop9, sGop10, sGop11	sGop1, sGop6, sGop7, sGopN1
9b: Подписка на систему «горизонтального» обмена информацией между устройствами	sGos1, sGos2, sGos3, sGos4, sGos5, sGos6a, sGos7, sGosN1, sGosN2, sGosN3, sGosN4, sGosN5, sGosN6	

12a: Прямое управление	sCtl5, sCtl10, sDons1, sDons2	sCtl16
12d: Усиленный SBO-контроль	sCtl5, sCtl18, sCtl9, sCtl10, sCtl11, sCtl25, sSBOes1, sSboes2, SSBOes6, sSBOes8	sCtl4, sCtl6, sCtl7, sCtl16, sCtl26
13: Синхронизация времени	sTm1, sTm2, sTmN1	
14: Перенос файла	sFt1, sFt2ab, sFt4, sFt5, sFtN1ab	

Translated by Valeriya Kaganova /signed/
Перевод выполнил переводчик
Каганова Валерия Сергеевна Каганова Валерия Сергеевна

Российская Федерация

Город Москва.
Первого марта две тысячи восемнадцатого года.

Я, Жлобо Игорь Геннадьевич, нотариус города Москвы, свидетельствую подлинность подписи переводчика Кагановой Валерии Сергеевны.

Подпись сделана в моем присутствии.

Личность подписавшего документ установлена.

Зарегистрировано в реестре: № **50/372-н/77-2018-** 9-463

Взыскано государственной пошлины (по тарифу): 100 руб. 00 коп.
Уплачено за оказание услуг правового и технического характера: 200 руб. 00 коп.

И.Г. Жлобо

Всего прошнуровано, пронумеровано и
скреплено печатью 5 (пять) лист(-а, -ов)
Нотариус

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СЕРТИФИКАТ

об утверждении типа средств измерений
№ **65921-16**

Срок действия утверждения типа до **14 декабря 2026 г.**

НАИМЕНОВАНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Устройства сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ООО "ПиЭлСи Технолоджи", г.Москва

ПРАВООБЛАДАТЕЛЬ
-

КОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА
ОС

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
ПЛСТ.421457.11.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **10 лет**

Срок действия утвержденного типа средств измерений продлен приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии **от 21 июля 2021 г. N 1403.**

Врио Руководителя
Федерального агентства

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

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 013826D6008EACEA9343E8A8D259FC8DD6
Кому выдан: Потемкин Борис Михайлович
Действителен: с 11.12.2020 до 11.12.2021

Б.М.Потемкин

«26» августа 2021 г.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012619552

TOPAZ

Правообладатель(ли): ***Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (RU)***

Автор(ы): ***Не указаны***

Заявка № **2012617143**

Дата поступления **23 августа 2012 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ

22 октября 2012 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов