Акционерное общество «ПРОФЭНЕРГО»
117420, г. Москва, ул. Намёткина, д.14, корп.2, пом. I, комн.515
ИНН 7728818330 КПП 772801001
ОГРН 1127746723510 ОКПО 11514989 ОКВЭД 35.12, 35.11.4
Тел.(495)204-21-88; Факс (495)785-04-12
e-mail: Zaoprofenergo@yandex.ru

Член СРО Ассоциация «Объединение проектных организаций «Энергетическое сетевое проектирование» СРО-П-093-18122009

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 4

"Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта "

Подраздел 1: Блочная комплектная трансформаторная подстанция в железобетонной оболочке с двумя трансформаторами мощностью 400кВа с применением моноблоков RME с АВР на стороне среднего напряжения 10кВ и организацией АИИСКУЭ на стороне 0,4кВ в габаритах строительной части 5,07х6,00м.

Часть 2: Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП-10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ

Том 1.2: 965 НЛБ-8/24-ТМ

2024г

Акционерное общество «ПРОФЭНЕРГО»
117420, г. Москва, ул. Намёткина, д.14, корп.2, пом. I, комн.515
ИНН 7728818330 КПП 772801001
ОГРН 1127746723510 ОКПО 11514989 ОКВЭД 35.12, 35.11.4
Тел.(495)204-21-88; Факс (495)785-04-12
e-mail: Zaoprofenergo@yandex.ru

Член СРО Ассоциация «Объединение проектных организаций «Энергетическое сетевое проектирование» СРО-П-093-18122009

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ
Раздел 4
"Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта "

Подраздел 1: Блочная комплектная трансформаторная подстанция в железобетонной оболочке с двумя трансформаторами мощностью 400кВа с применением моноблоков RME с АВР на стороне среднего напряжения 10кВ и организацией АИИСКУЭ на стороне 0,4кВ в габаритах строительной части 5,07х6,00м.

Часть 2: Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП-10/0,4кВ с включением в АИИС КУЭ

Том 1.2: 965 НЛБ-8/24-ТМ

Главный инженер проекта Кривошеин П.А.

Национальный реестр специалистов Ноприз №П-043837 от 09.11.2017 г.

2024г

Общество с ограниченной ответственностью

«ЭнергоСнабСервис»

Юридический адрес: 115191, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Даниловский, пер. Гамсоновский, д. 2, стр. 2
ИНН 7733224484 КПП 772601001 ОГРН 1157746187719
Телефон/факс: (495) 909-84-98 E-mail: e-snabservis@yandex.ru

Член СРО «ЦЕНТРСТРОЙПРОЕКТ»
Рег. номер в реестре членов СРО 1405 от 25.01.2024

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ

Основной комплект рабочих чертежей

Шифр: 965 НЛБ-8/24-ТМ

Главный инженер проекта **Т. И. Шмелева**

Москва
2025

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

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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	Шмелева		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	965 НЛБ-8/24-ТМ ТП		
Привяз.		Шмелева		09.24	Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ	Стадия	Лист	Листов
						РД	1	3
ГИП		Шмелева		09.24	Общие данные	ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»		

Ведомость разделов комплекта рабочей документации

Лист	Наименование	Шифр
1–3	Общие данные	965 НЛБ-8/24-ТМ ТП
1–40	Пояснительная записка	965 НЛБ-8/24-ТМ П2
1–5	Описание информационного обеспечения	965 НЛБ-8/24-ТМ П5
1	Кабельный журнал	965 НЛБ-8/24-ТМ КЖ
1	Схема структурная комплекса телемеханики и АИИСКУЭ ТП с кабельным блоком и АВР 6–20 кВ	965 НЛБ-8/24-ТМ С1.1
1	Схема организации передачи данных по каналам GSM с использованием оборудования шифрования VipNet	965 НЛБ-8/24-ТМ С1.2
1	«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» Схема внутренних соединений	965 НЛБ-8/24-ТМ СБ
1	«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» Сборочный чертеж	965 НЛБ-8/24-ТМ ВО
1	Схема подключения цепей контроля и управления в ТП с кабельными блоками	965 НЛБ-8/24-ТМ С4
1–2	«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» Схема внешних соединений	965 НЛБ-8/24-ТМ С5.1
1	Схема интеграции приборов учёта	965 НЛБ-8/24-ТМ С5.2
1	Схема трасс прокладки кабельных линий телемеханики и АИИСКУЭ	965 НЛБ-8/24-ТМ С7
1	Спецификация оборудования и материалов для ТП	965 НЛБ-8/24-ТМ В4

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	965 НЛБ-8/24-ТМ ТП	Лист 2

Копировал:

Формат А4

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Листов	Наименование	Примечание
	Прилагаемые документы	
Приложение 1	Технические условия	
Приложение 2	Принципиальная однолинейная схема	
Приложение 3	Компоновка оборудования	
Приложение 4	Перечень точек учёта	
Приложение 5	Свидетельство о допуске к работам	№ 05-П-02122009
Приложение 6	Сертификат соответствия	No ЕАЭС KG417/039.RU.02.04985
Приложение 7	Акт плановой инспекционной проверки производства	№ IIA-10/25
Приложение 8	Акт плановой инспекционной проверки производства	№ IIA-11/25
Приложение 9	Акт плановой инспекционной проверки производства	№ IIA-7/25
Приложение 10	Лицензия на деятельность по разработке и производству средств защиты конфиденциальной информации	КИ 0269 № 013509
Приложение 11	Лицензия на осуществление разработки и производства средств защиты	ЛСЗ № 0015122 Рег. № 16434 Н
Приложение 12	Сертификат IEC 61850	№ 10057347-INC 17-2443
Приложение 13	Свидетельство об утверждении типа средств измерений (УСПД «TOPAZ IEC DAS»)	RU.C.33.004.A № 64392
Приложение 14	Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	№ 2012619552

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

Оглавление

1. Общие положения. 3
   1.1. Наименование системы 3
   1.2. Основание для разработки 3
   1.3. Разработчик системы 3
   1.4. Стадия проектирования 3
   1.5. Сроки выполнения работ 3
   1.6. Цели, назначение и область использования. 3
   1.7. Соответствие проекта телемеханики ТП действующим правилам и нормам 4
   1.8. 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. 7
      2.3.1. Организация контроля функционирования силового оборудования. 7
      2.3.2. Организация учета электроэнергии 7
      2.3.3. Организация контроля ПКЭ 8
3. Основные технические решения 9
   3.1. Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы. 9
      3.1.1. Решения по структуре системы автоматизации 9
      3.1.2. Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы. 10
      3.1.3. Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости 11
   3.2. Решения по режимам функционирования системы телемеханики 12
      3.2.1. Функционирование системы автоматизации ТП в нормальном режиме 12
      3.2.2. Пуск и останов подсистемы телемеханики 12
      3.2.3. Пуск и останов подсистемы Учета 12
      3.2.4. Функционирование системы в режиме аварии электропитания. 13
      3.2.5. Функционирование при обрыве каналов передачи данных 13
      3.2.6. Функционирование в режиме повышенной информационной нагрузки 13
      3.2.7. Регламент функционирования ИВК ПАО «Россети Московский регион» 14
   3.3. Описание основных функций системы автоматизации подстанции 15
      3.3.1. Телеуправление 15
      3.3.2. Телесигнализация 16
      3.3.3. Измерение электрических параметров 18
      3.3.4. Учет электроэнергии. 18
      3.3.5. Контроль параметров качества электроэнергии. 19
      3.3.6. Обеспечение информационной безопасности 20
      3.3.7. Обеспечение синхронизации времени элементов комплекса 24
   3.4. Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте 25
      3.4.1. Общие сведения о ПТК 25
      3.4.2. Структура комплекса технических средств ТП 25
      3.4.3. Основные характеристики контроллеров подстанции 26
      3.4.4. Основные характеристики устройств телемеханики 27
      3.4.5. Решения по электропитанию технических средств телемеханики 28
      3.4.6. Заземление технических средств. 30
      3.4.7. Решения по размещению технических средств на объекте 30
      3.4.8. Решения по защите от несанкционированного доступа 31
   3.5. Решения по составу информации и способам её организации. 32
      3.5.1. Организация сбора и передачи информации. 32
      3.5.2. Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта 32
      3.5.3. Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет». 33

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ П2

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ

Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
РД	1	40

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

Формат А4

3.6. Решения по составу программного обеспечения 36
3.6.1. Описание программного обеспечения КТС 36
3.6.2. Описание специализированного ПО 36
4. Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в эксплуатацию 39
4.1. Объектная привязка 39
4.2. Порядок проведения совместных испытаний комплекса телемеханики и устройства АВР 6–20кВ. 40

1. Общие положения.

1.1. Наименование системы

1.1.1. Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ.

1.2. Основание для разработки

1.2.1. Технические условия № № И-23-00-162984/102/МС

1.3. Разработчик системы

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСервис»
Юридический адрес: 115191, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Даниловский, пер. Гамсоновский, д. 2, стр. 2
ИНН 7733224484 КПП 772601001 ОГРН 1157746187719
Телефон/факс: +7 495 259-52-12 E-mail: e-snabservis@yandex.ru»

1.4. Стадия проектирования

Рабочая документация.

1.5. Сроки выполнения работ

2025 год.

1.6. 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 ИКДС.05.12.155 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 МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в качестве подсистемы уровня контролируемого пункта, а также осуществляет взаимодействие с уровнем ИВК системы АИИСКУЭ «Энергоучет» – филиала ПАО «Россети Московский регион», 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.

1.7. Соответствие проекта телемеханики ТП действующим правилам и нормам

1.7.1. 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.

1.7.2. 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».

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

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

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

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

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

1.7.8. 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}

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

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

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

1.7.12. 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

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

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

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

1.7.16. 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».

1.7.17. 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».

1.8. Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании

1.8.1. СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4 – 220кВ. Стандарт организации «ПАО» РОССЕТИ».
1.8.2. 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.
1.8.3. 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».
1.8.4. ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 Сети и системы связи на подстанциях. Стандарт организации ПАО «РОССЕТИ».
1.8.5. СТО 34.01-5.1-009-2019. Приборы учёта электроэнергии. общие технические требования
1.8.6. ГОСТ Р 59793—2021 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
1.8.7. ГОСТ 34.201—2020 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов.
1.8.8. ГОСТ Р 59795—2021 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
1.8.9. ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия.
1.8.10. ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93. Устройства и системы телемеханики. Основные положения.
1.8.11. ГОСТ Р 21.1101-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой)
1.8.12. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
1.8.13. ГОСТ 24.104-2023. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
1.8.14. ГОСТ 12.2.007.0-75 Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
1.8.15. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
1.8.16. ГОСТ Р 51318.22-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
1.8.17. ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования;
1.8.18. 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, приложение2):

- III+IDI (CCC+CVC) кабельный моноблок из трех выключателей нагрузки на общей шине + трансформаторный моноблок из выключателя нагрузки, силового выключателя и выключателя нагрузки на общей шине в каждом луче.
- 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 (МКС). 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 965 НЛБ-8/24-ТМ С1.1, С1.2.

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 МКС.

Обслуживание и пломбирование приборов учета электрической энергии осуществляет «Энергоучет» – филиал ПАО «Россети Московский регион».

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 МКС 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 ПАО «Россети Московский регион».

В связи с тем, что данные приборы учета электроэнергии устанавливаются и допускаются в эксплуатацию в границах объекта ПАО «Россети Московский регион», 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 ПАО «Россети Московский регион». Обязанности по обеспечению поверки измерительных трансформаторов несет их собственник – ПАО «Россети Московский регион».

Реализация функции УСПД позволяет интегрировать все приборы контроля электроэнергии объекта в систему АИСИКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион», 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–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» ПАО «Россети Московский регион».

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 ВВР и передачу данных с УСПД БКТП на ИВК ПАО «Россети Московский регион». Функции УСПД выполняет комплект «TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Комплект « TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124», 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-TM, входящий в комплект « TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124», выполняет функцию 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 ПАО «Россети Московский регион». 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» ПАО «Россети Московский регион».
- 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 МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион», являются частью Технологической Сети Передачи Данных (ТСПД) МКС – ПАО «Россети Московский регион».

Для включения локальной технологической сети трансформаторной подстанции в состав ТСПД МКС, 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. 965 НЛБ-8/24-ТМ П5.

Вывод данных от систем телемеханики ТП предусматривается на видео-дисплейные терминалы рабочих станций АРМ Диспетчера, соответствующего РЭР МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион».

Сбор и обработка данных от подсистемы УСПД осуществляется в ПТК «Пирамида-сети» на уровне ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион»

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 ПАО «Россети Московский регион»

АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» 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 извести тельной 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 такового) 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).

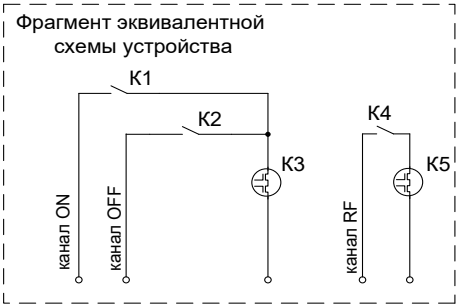


Рисунок 1.

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 ПАО «Россети Московский регион»

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

Решения по обеспечению информационной безопасности системы телемеханики ТП строятся на основании Технического задания (Приложение 2).

В целях обеспечения информационной безопасности объекта и системы АСДУ филиала в целом, предусматривается комплекс организационных и технических мер направленных на поддержание системы телемеханики ТП 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 ТП и 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.

Мероприятия, предусмотренные настоящими решениями, предусматривают использование специализированного программного обеспечения, выполняющее функции межсетевого экранирования, маршрутизации и криптографической защиты передаваемых данных.

В соответствии п. 24 Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. № 31, в качестве средств защиты информации предусматривается использование механизмов защиты штатного ПО автоматизированной системы, а именно, технологическая операционная система (ТОС) TOPAZ Linux (Сертификат ФСТЭК №4541).

Предусматривается установка следующего программно-технического комплекса телемеханики, автоматики, АСУ ТП диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ "Комплект информационной безопасности TOPAZ Gateway", которое состоит из следующих компонентов со соответствующими основными функциями:

ПО TOPAZ А/Г-Д-CybSec – комплект программного обеспечения, реализующий функции информационной безопасности: брандмауэр уровня приложений (tcp-wrappers), Контроль целостности системы (afick), аудит безопасности системы (audit);

ПО TOPAZ А/Г-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.

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:

Отключение всех неиспользуемых сервисов операционной системы.

Отключение всех неиспользуемых портов и интерфейсов.

Использование для удаленного мониторинга только защищенных сервисов с обязательным ограничением и контролем доступа.

Операции доступа и изменения конфигурационной информации возможны только после удачного прохождения процедур идентификации и аутентификации. Средства контроля и доступа ограничивают длительность сессии для удаленного и локального доступа;

Предусматривается изоляция трафика технологических подсистем путем организации виртуальных подсетей в составе технологической сети передачи данных.

Предусматривается интеграция в среду централизованной системы обнаружения и предотвращения вторжений.

Система автоматизации объектов распределительной сети соответствует 3-му классу защищённости 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». 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».

С учетом класса защищенности проектируемого объекта, в соответствии с требованиями п.19 Приказа ФСТЭК №31, 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.8, ЗИС.19, ЗИС.20, ЗИС.21, ЗИС.32, ЗИС.34, ЗИС.38, ЗИС.39, ИНЦ.0, ИНЦ.1, ИНЦ.2, ИНЦ.3, ИНЦ.4, ИНЦ.5, 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.19 Приказа ФСТЭК №31 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.

Таблица 4. Итоговый адаптированный набор мер защиты информации для ТП.

	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	
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

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
			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 соответствующих уровней.
32	АУД.10	Проведение внутренних аудитов	
		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.

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
		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 информационной (автоматизированной) системы	Реализуется сегментированием сети по технологии VLAN, функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
49	ЗИС.5	Организация демилитаризованной зоны	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
50	ЗИС.8	Сокрытие архитектуры и конфигурации информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ ПЛК TOPAZ.
51	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»)
52	ЗИС.20	Обеспечение доверенных канала, маршрута	
53	ЗИС.21	Запрет несанкционированной удаленной активации периферийных устройств	Реализуется путем ограничения сетевого взаимодействия перечнем необходимых IP-адресов и портов, а также настройкой периферийных устройств.
54	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»)
55	ЗИС.34	Защита от угроз отказа в обслуживании (DOS, DDOS-атак)	Реализуется функцией МСЭ контроллера TOPAZ.
		Управление обновлениями программного обеспечения (ОПО)	
56	ОПО.0	Разработка политики управления обновлениями программного обеспечения	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» , а также технической поддержкой эксплуатируемого программного обеспечения
57	ОПО.1	Поиск, получение обновлений программного обеспечения от доверенного источника	
58	ОПО.2	Контроль целостности обновлений программного обеспечения	
59	ОПО.3	Тестирование обновлений программного обеспечения	
60	ОПО.4	Установка обновлений программного обеспечения	

В целях реализации требований Технического Задания, при выполнении пуско-наладочных работ при наладке системы телемеханики подстанции необходимо выполнить настройки средств межсетевого экранирования системы телемеханики и учёта ЭЭ. Необходимо реализовать следующие мероприятия:

- запрет любого трафика взаимодействий с внешними сетями, кроме шифрованного трафика взаимодействия с криптошлюзами верхнего уровня;
- в части фильтрации трафика внутри туннеля (расшифрованного трафика), должны быть прописаны конкретные IP-адреса и TCP/UDP порты взаимодействия устройств верхнего уровня: ПТК АСТУ / ИВК «Пирамида-сети» / ПО «Альфа-Центр», взаимодействие с которыми предусматривается проектом.
- обмен телеинформации с энергообъектом должен быть разрешен только с ПТК АСТУ филиала по протоколу МЭК-60870-104. Обмен телеинформацией с любыми другими устройствами, в том числе серверами АСКУЭ, должен быть запрещен.
- обмен информацией с энергообъектом об учете электроэнергии должен быть разрешен только с ИВК «Пирамида-сети» / ПО «Альфа-Центр» по протоколу DLMS/COSEM (информационная модель СПОДЭС).

Обмен информацией об учете электроэнергии с любыми другими устройствами, в том числе серверами ПТК АСТУ, должен быть запрещен.

Предусмотреть использование брандмауэра уровня приложений с настройками разрешений сетевых взаимодействий (конкретные IP-адреса и TCP/UDP порты) для конкретных программных компонентов, присутствующих в белом списке программных компонентов.

Применяемые устройства телемеханики и учёта ЭЭ должны исключать возможность взаимодействия подсистемы учета электроэнергии устройства с сегментом АСТУ верхнего уровня (ПТК АСТУ) и подсистемы телемеханики устройства с сегментом АСКУЭ верхнего уровня (ИВК «Пирамида-сети»), а также исключать возможность передачи любого, в том числе транзитного, трафика между сегментами АСТУ и АСКУЭ.

Взаимодействие устройств верхнего уровня: ПТК АСТУ / ИВК «Пирамида-сети» с подсистемой телемеханики и подсистемой учета электроэнергии должно быть разделено таким образом, при котором исключается возможность доступа из ИВК «Пирамида-сети» к подсистеме телемеханики и из ПТК АСТУ к подсистеме учета электроэнергии.

В случае использования для передачи информации оперативно-технологического управления и информации учета электроэнергии, каналов операторов мобильной связи (с использованием сим-карт), к услугам, сервисам и настройкам, предъявляются следующие требования:

- Для передачи данных должны использоваться сим-карты с услугой, выделенной APN (без доступа к сети Интернет и любым другим внешним сетям);
- Услуги и сервисы, не предназначенные для целей передачи данных с использованием выделенной APN, должны быть отключены и/или заблокированы;
- Для доступа к APN Общества должна применяться аутентификация с использованием логина и пароля. При этом логины и пароли должны быть уникальными для каждой сим-карты;
- Должна быть зафиксирована привязка сим-карты к IMEI оборудования с целью предотвращения их неправомерного использования в других устройствах в случае хищения;
- Любые сетевые соединения между узлами в сети APN (другими сим-картами в той же APN), за исключением серверов/устройств верхнего уровня в сети ПАО «Россети Московский регион», должны быть запрещены/заблокированы путем выполнения настроек на стороне оператора сотовой связи;
- Любые сетевые соединения между узлами в разных APN (сим-картами одной APN с сим-картами другой APN) должны быть запрещены/заблокированы.

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 МКС, 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 МКС 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 №II3-82/20 от 15.12.2020 с продлением № IIПД-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 №II3-60/20 от 15.09.2020 с продлением № IIПД-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 №II3-44/20 от 22.06.2020 с продлением №IIП-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 ИВКЭ 1124», производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи», в состав которого входит следующее оборудование:

- Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC Data Access Server MX240-E4Tx1000-R8-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-TM, и обеспечивающий работу сервера на программном уровне.

Сборочный чертеж комплекта «TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» и перечень элементов представлен на чертеже 965 НЛБ-8/24-ТМ ВО.1.

Схемы подключения устройств телемеханики представлены на чертеже 965 НЛБ-8/24-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-TM, использующихся в качестве контроллеров подстанции.

Таблица 5. Характеристики устройства сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-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)
Разработка пользовательских алгоритмов, алгоритмов	Поддержка LUA, IEC 61131

Наименование параметра	Значение
блокировки, алгоритмов автоматического резервирования и автоматической реконфигурации сети,	
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.

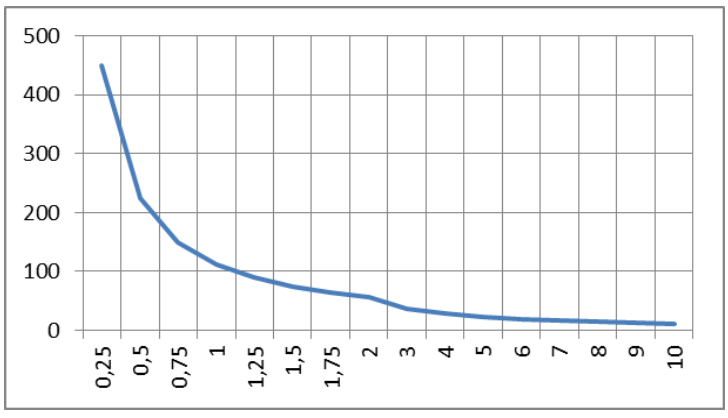
Технические характеристики Модуля резервирования RPS 24V 1A.

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 1124»:			
TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-TM	1	350	350
Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr	1	150	150
Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU5-Pr	1	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 965 НЛБ-8/24-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 МКС филиала ПАО «Россети Московский регион».

Модули телемеханики HVD3 устанавливаются в низковольтном отсеке КРУ согласно схеме размещения М-965 НЛБ-8/24-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 965 НЛБ-8/24-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 в 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 ПАО «Россети Московский регион» 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 МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион», периодичность общего опроса принята 600 с.

Значения апертур для систем телемеханики распределительной сети МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион» 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 МКС.

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 МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион».

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.

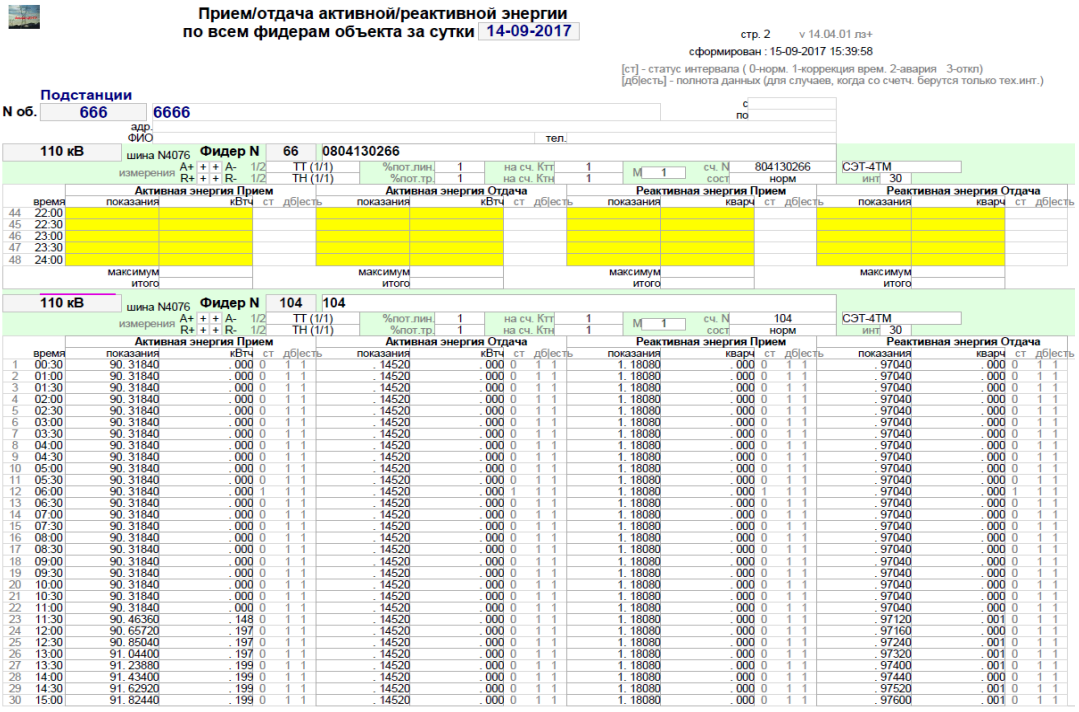
Величина коммерческого интервала – 30 мин.

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 лэ+
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
адр.
ФИО тел.

110 кВ шина N4076 Фидер N 66 0804130266
измерения A+ + + A- 1/2 ТТ (1/1) %пот.лин 1 на сч. Ктт 1 M 1 сч. N 804130266 СЭТ-4ТМ
R+ + + R- 1/2 ТН (1/1) %пот.тр 1 на сч. Ктн 1 сост норм инт 30

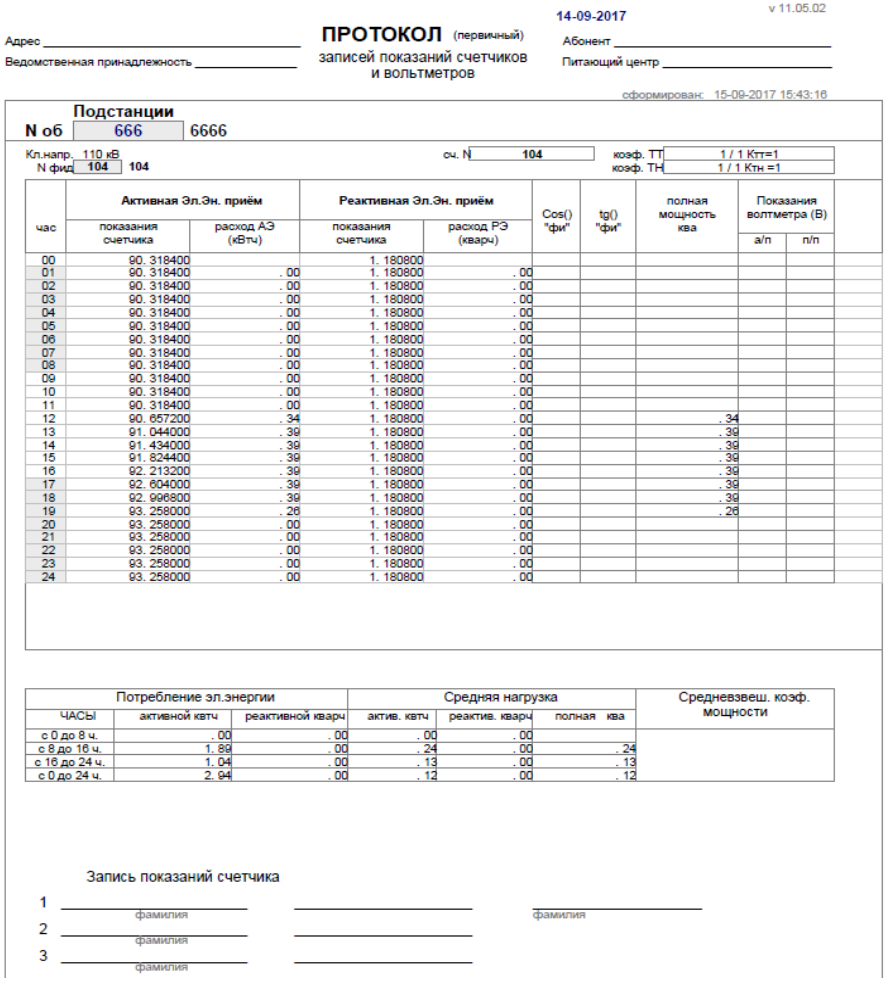
	время	Активная энергия Прием показания	кВтч	ст	дб|есть	Активная энергия Отдача показания	кВтч	ст	дб|есть	Реактивная энергия Прием показания	кварч	ст	дб|есть	Реактивная энергия Отдача показания	кварч	ст	дб|есть
44	22:00																
45	22:30																
46	23:00																
47	23:30							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

110 кВ шина N4076 Фидер N 104 104
измерения A+ + + A- 1/2 ТТ (1/1) %пот.лин 1 на сч. Ктт 1 M 1 сч. N 104 СЭТ-4ТМ
R+ + + R- 1/2 ТН (1/1) %пот.тр 1 на сч. Ктн 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 формируется отдельно на каждую точку учета.



v 11.05.02
14-09-2017

Адрес _____
Ведомственная принадлежность _____

ПРОТОКОЛ (первичный)
записей показаний счетчиков и вольтметров

Абонент _____
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 Ктт=1
коэф. ТН 1 / 1 Ктн =1

час	Активная Эл.Эн. приём: показания счетчика	Активная Эл.Эн. приём: расход АЭ (кВтч)	Реактивная Эл.Эн. приём: показания счетчика	Реактивная Эл.Эн. приём: расход РЭ (кварч)	Cos() "фи"	tg() "фи"	полная мощность ква	Показания волтметра (В): а/п	Показания волтметра (В): 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: активной квтч	Потребление эл.энергии: реактивной кварч	Средняя нагрузка: актив. квтч	Средняя нагрузка: реактив. кварч	Средняя нагрузка: полная ква	Средневзвеш. коэф. мощности
ЧАСЫ						
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

965 НЛБ-8/24-ТМ П2

Лист 34

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 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 ПАО «Россети Московский регион» происходит по регламенту – раз в 30 минут или по запросу с сервера АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «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 ПАО «Россети Московский регион»).

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 А/Г-Д-КП»

Программное обеспечение «TOPAZ А/Г-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 А/Г-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.

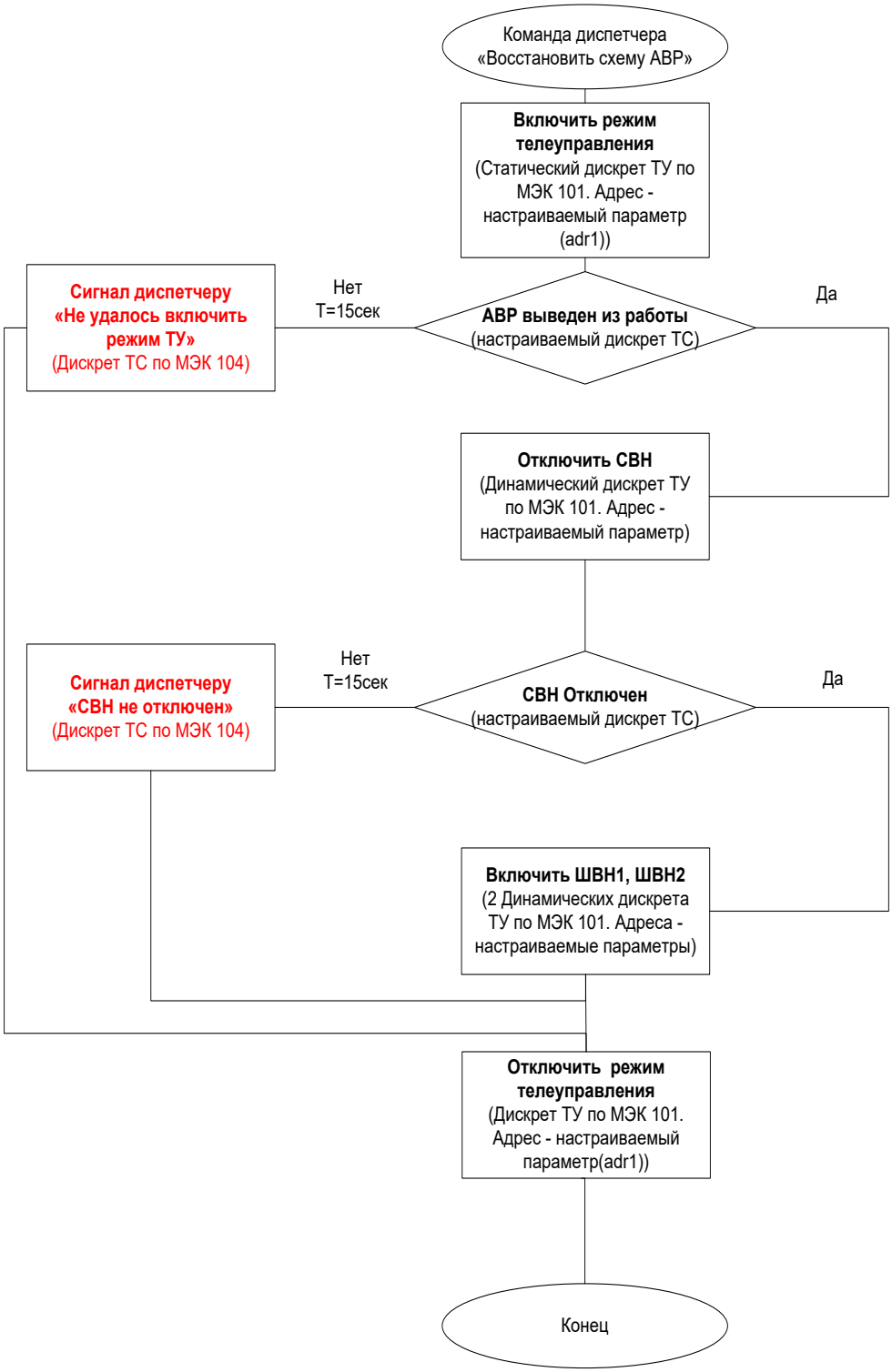
Для выхода из режима телеуправления необходимо снять импульс с реле KL1.

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-МКС-ТОРАZ»



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 965 НЛБ–8/24–ТМ В4.1
- В качестве устройства АВР применяется типовой шкаф АВР 6–20 кВ ТУ.
- Для телемеханизации ТП применяется комплекс на базе комплекта «TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» и модулей контроля и управления ячейкой TOPAZ HVD3–RTU5.
- Марка используемой спецификации: 965 НЛБ–8/24–ТМ В4.1.

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 965 НЛБ–8/24–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 МКС филиала ПАО «Россети Московский регион».

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 МКС филиала ПАО «Россети Московский регион».

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 МКС.
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

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Привяз.		Шмелева		09.24
ГИП		Шмелева		09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ П5

Телемеханика в ТП 10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИС КУЭ

Описание информационного обеспечения

Лит.	Лист	Листов
РД	1	6

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

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 965 НЛБ-8/24-ТМ С1.1.

4.1. 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 Т1 луч 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
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

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.
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
104	–	ШС ТМ	Резерв	10	5	104
105	–	ШС ТМ	Резерв	10	6	105
106	–	ШС ТМ	Резерв	10	7	106

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.
107	–	ШС ТМ	Резерв	10	8	107
108	–	ШС ТМ	Резерв	10	9	108
109	–	ШС ТМ	Резерв	10	10	109
110	–	ШС ТМ	Резерв	10	11	110
111	–	ШС ТМ	Резерв	10	12	111
112	–	ШС ТМ	Резерв	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	АВР готов	13	3	118
119	–	ШС ТМ	Восстановелние АВР	13	4	119
120	–	ШС ТМ	Резерв	13	5	120
121	–	ШС ТМ	Резерв	13	6	121
122	–	ШС ТМ	Резерв	13	7	122
123	–	ШС ТМ	Резерв	13	8	123
124	1	/ВН (направ.1)	Связь с модулем 1	1	–	124
125	2	/ВН (направ.2)	Связь с модулем 2	2	–	125
126	3	/ВН (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	/ВН (направ.1)	Связь с модулем 7	7	–	130
131	13	/ВН (направ.2)	Связь с модулем 8	8	–	131
132	12	/ВН (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	/ВН (направ.1) луч А	Выключатель включен	1	51	3001
2	1		Выключатель отключен	1	52	
3	2	/ВН (направ.2) луч А	Выключатель включен	2	51	3002
4	2		Выключатель отключен	2	52	
5	3	/ВН (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 луч Б	Выключатель включен	5	51	3006
12	8		Выключатель отключен	5	52	
13	14	/ВН (направ.1) луч Б	Выключатель включен	7	51	3007
14	14		Выключатель отключен	7	52	
15	13	/ВН (направ.2) луч Б	Выключатель включен	8	51	3008
16	13		Выключатель отключен	8	52	
17	12	/ВН (направ.3) луч Б	Выключатель включен	9	51	3009
18	12		Выключатель отключен	9	52	

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

№	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль	МЭК-101 адр.	МЭК-104адр.
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	14	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Устройства телемеханики в ячейках луча А
И2	КИПЭВнг(А)-LS	4х2х0,6	16	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Устройства телемеханики в ячейках луча Б
И3.1	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Счётчик ЭЭ ввода луч А
И3.2	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	10	Счётчик ЭЭ ввода луч А	Счётчик ЭЭ ввода луч Б
И4	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	20	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Счётчики ЭЭ луч А
И5	КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6	20	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Счётчики ЭЭ луч Б
ТУ1	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	5	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	ШПСН луч Б
ТУ2	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	5	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	АВР 6-20 кВ
ТУ А	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	7	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Ячейки кабельного блока луча А
ТУ Б	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	6	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Ячейки кабельного блока луча Б
ТС1	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	20	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Двери ТП луч А
ТС2	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	8	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	ШПСН луч А
ТС3	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	16	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Двери ТП луч Б
ТС4	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	5	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	ШПСН луч Б
ТС5	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	5	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	АВР 6-20 кВ
ТС6	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	Ячейка СР луч А
П1	ВВГнг(А)-LS	3х1,5	5	Комплект ИВКЭ «ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124»	ШПСН луч Б

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ КЖ

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ

Кабельный журнал

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

Формат А4

№ ячеек	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	1ТС	ОТИ
Общие сигналы				
–	Двери ТП	ОТУ	3ТС	ОТИ
–	ШПСН	ОТУ	2ТС	ОТИ
–	Связь с модулями	ОТУ	11ТС	ОТИ
–	Сброс УТК3	1ТУ	ОТС	ОТИ

Общее количество сигналов		
Телесигнализация	ТС	92
Телеуправление	ТУ	22
Телеизмерения	ТИ	12

РДП РЭР МКС – филиала ПАО "Россети Московский регион"

ИВК АИИС КУЭ Энергоучёт филиал ПАО "Россети Московский регион"

ЦДП МКС г. Москва, ул. Садовническая , д. 36

Резервный Канал передачи данных (МЭК 60870-5-104)

Основной Канал передачи данных (МЭК 60870-5-104)

Канал передачи данных на ИВК Энергоучёт (Протокол "Пирамида сети")

ГП

ШПСН луча А — АВР ШПСН А

Двери луча А — Двери А

ШПСН луча Б — АВР ШПСН Б

Двери луча Б — Двери Б

Комплект ИВКЭ «TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124»

Модуль резерв. питания TOPAZ RPS TM

Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16-Pr

Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU5

Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-TM

Eth1 Eth2 Eth3 Eth4

GSM модем sim1 sim2 — ПТК ИБ TOPAZ

GSM модем sim1 sim2 — ПТК ИБ TOPAZ

16ТС 8ТС 3ТУ

RS-485-1 RS-485-2 RS-485-3 RS-485-4 RS-485-5 RS-485-6 RS-485-7 RS-485-8

см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С13

Дверь ИВКЭ открыта

RS-485, СПОДЭС

RS-485, СПОДЭС

RS-485, СПОДЭС, прямой доступ к счётчикам

RS-485, МЭК 60870-5-101

Кабельный блок луч А

Трансформаторный блок луч А

Трансформаторный блок луч Б

Кабельный блок луч Б

RS-485 01 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 02 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 03 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 04 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 05 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 06 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 07 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 08 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

RS-485 09 HVD3-RTU5 (ТИ ТУ ТС) — ВН вкл, ВН откл, ВНв, ВНо, La, Lb, Lc, ЗР, КЗ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛВН 1А	ЛВН 2А	ЛВН 3А	ШР А	ШВН А	ВВ Т-А	СР	СВН	ВВ Т-Б	ШВН Б	ШР Б	ЛВН 3Б	ЛВН 2Б	ЛВН 1Б

П — УТК3 — М — РЗА

Панель учёта А

Ia Ua Ib Ub Ic Uc

Wh1 ПКЭ

Wh1.1 Учет — Wh1.2 Учет — Wh1.3 Учёт

Панель учёта Б

Ua Ia Ub Ib Uc Ic

Wh2 ПКЭ

Wh2.3 Учет — Wh2.2 Учёт — Wh2.1 Учет

Т-А

Т-Б

ТС АВР готов
ТС АВР выведен
ТУ АВР выв.
ТУ АВР вв.
ТУ АВР восст.
АВР 6-20кВ ТУ

РУ-0,4кВ луч А

РУ-0,4кВ луч Б

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

П – Блок контактов положения ВН и ЗР;
УТК3 – 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 УТК3;
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
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ С1.1

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от соорж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от соорж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

Схема структурная.

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

Согласовано

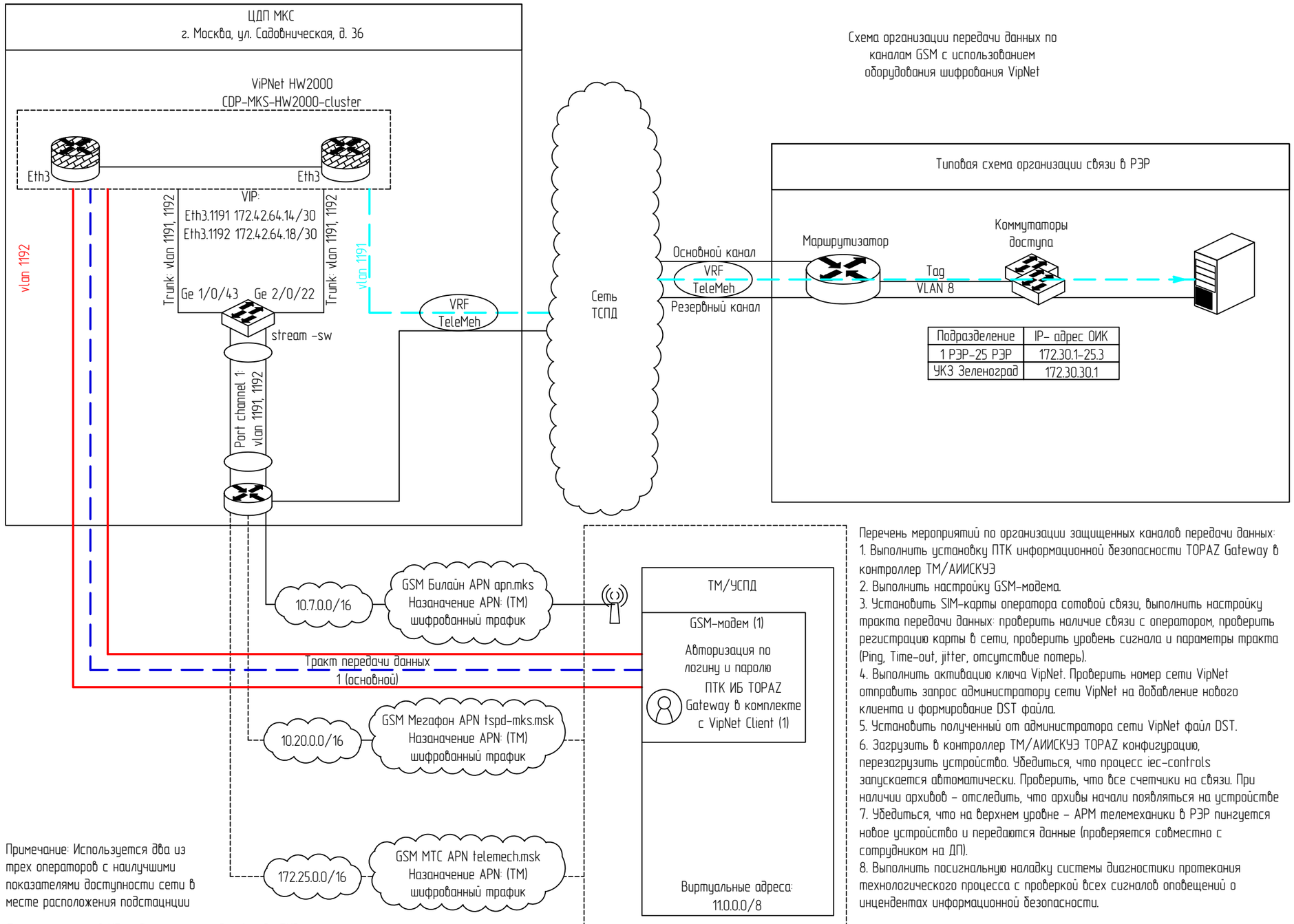
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Схема организации передачи данных по каналам GSM с использованием оборудования шифрования VipNet



Примечание: Используется два из трех операторов с наилучшими показателями доступности сети в месте расположения подстанции

Перечень мероприятий по организации защищенных каналов передачи данных:
1. Выполнить установку ПТК информационной безопасности TOPAZ Gateway в контроллер ТМ/АИИСКУЭ
2. Выполнить настройку GSM-модема.
3. Установить SIM-карты оператора сотовой связи, выполнить настройку тракта передачи данных: проверить наличие связи с оператором, проверить регистрацию карты в сети, проверить уровень сигнала и параметры тракта (Ping, Time-out, jitter, отсутствие потерь).
4. Выполнить активацию ключа VipNet. Проверить номер сети VipNet отправить запрос администратору сети VipNet на добавление нового клиента и формирование DST файла.
5. Установить полученный от администратора сети VipNet файл DST.
6. Загрузить в контроллер ТМ/АИИСКУЭ TOPAZ конфигурацию, перезагрузить устройство. Убедиться, что процесс iec-controls запускается автоматически. Проверить, что все счетчики на связи. При наличии архивов – отследить, что архивы начали появляться на устройстве
7. Убедиться, что на верхнем уровне – АРМ телемеханики в РЭР пингуется новое устройство и передаются данные (проверяется совместно с сотрудником на ДП).
8. Выполнить посигнальную наладку системы диагностики протекания технологического процесса с проверкой всех сигналов оповещений о инцендентах информационной безопасности.

Перечень сигналов оповещений об инцендентах информационной безопасности:
1. ЦПУ активен и исправен.
2. Температура ЦПУ.
3. Загруженность ЦПУ (0-100%).
4. Количество сертификатов с истекшим сроком в хранилище сертификатов.
5. Количество отозванных сертификатов.
6. Версия последней загруженной прошивки.
7. Объем доступной оперативной памяти (кб).
8. Объем использованной памяти (0-100%).
9. Количество обнаруженных ошибок в канале связи.
10. Количество ошибок авторизации.
11. Количество полученных PDU с ошибкой.
12. Количество обнаруженных переполнений буфера из-за входящей связи.
13. Количество обрывов в канале связи.
14. Использование интерфейса (Истина – используется. Ложно – не используется).
15. Подсчет истечения таймаута Т0.
16. Подсчет истечения таймаута Т1.
17. Подсчет истечения таймаута Т2.
18. Подсчет истечения таймаута Т3.
19. Открытие двери подстанции.
20. Количество подключений по каналу.
21. Попытка подключения с неразрешенного IP-адреса.
22. Попытка изменения конфигурации.
23. Попытка телеуправления с неразрешенного IP-адреса.
24. Попытка подключения через консольный порт.
25. Доступность интерфейса 1.
26. Доступность интерфейса 2.
27. Доступность интерфейса 3.
28. Доступность интерфейса 4.
29. Доступность интерфейса 5.
30. Доступность интерфейса 6.
31. Доступность интерфейса 7.
32. Доступность интерфейса 8.
33. Работа основных приложений (Iec Controls).
34. Количество рестартов Iec Controls.

– Шифрованный туннель VipNet
– Трафик ТМ (открытый)
– Трафик ТМ (шифрованный)

Перечень функций ИБ, подлежащих наладке в ходе ПНР:
1. Запрет свободного доступа ко всем функциям устройства. настройка функции идентификации и аутентификации пользователей для конфигурирования устройства и для доступа к функциям.
2. Настройка пользователей, их прав и уровней доступа для доступа к определенным функциям в соответствии с обязанностями и уровнем доступа.
3. Настройка ограничений программной среды. Настройка списка разрешенных к установке программ.
4. Настройка функции регистрации событий безопасности и его посигнальная проверка.
5. Резервное копирование образа ПО и конфигурации.
6. Блокировка услуг и сервисов не предназначенных для целей передачи данных с использованием выделенной APN.
7. Проверка блокировки соединений между узлами сети APN (за исключением серверов верхнего уровня) на стороне оператора сотовой связи.
8. Запрет любого трафика взаимодействий с внешними сетями, кроме шифрованного трафика взаимодействия с криптошлюзами верхнего уровня.
9. Настройка конкретных IP-адресов и портов TCP/UDP для взаимодействия с устройствами верхнего уровня.
10. Настройка обмена с ПТК АСТУ по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (порт2404), запрет обмена по любым другим протоколам и портам. Настройка маршрутизатора для исключения возможности обмена данными ПТК АСТУ с другими устройствами на подстанции.
11. Настройка обмена данными с ИВК "Пирамида-Сети" по протоколу СПОДЭС, запрет обмена по любым другим протоколам и портам. Настройка маршрутизатора для исключения возможности обмена данными ИВК с другими устройствами на подстанции.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ С1.3

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .	Стадия	Лист	Листов
	РД	1	1
Схема организации передачи данных по каналам GSM с использованием оборудования шифрования VipNet	ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»		

Формат А3

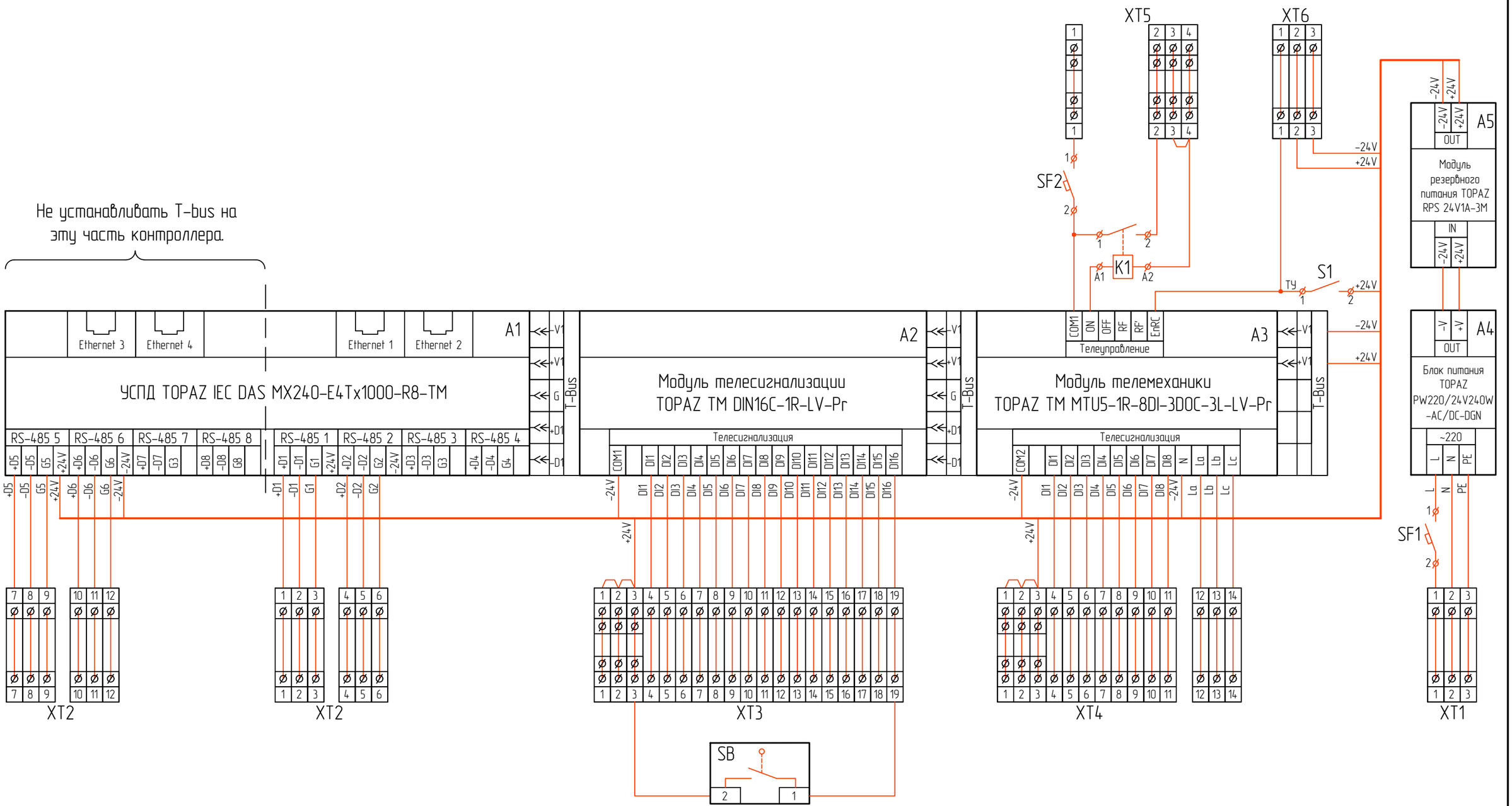
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Не устанавливать T-bus на эту часть контроллера.



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	965 НЛБ-8/24-ТМ СБ
						Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от соорух. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от соорух.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»
Привяз.		Шмелева			09.24	Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .
ГИП		Шмелева			09.24	«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» Схема внутренних соединений

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

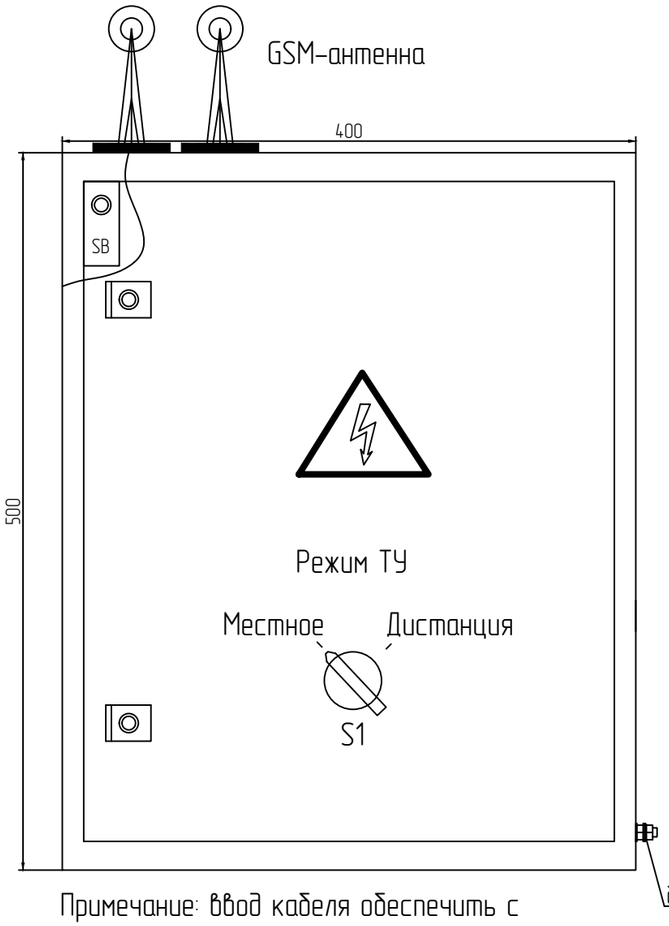
Формат А3

Согласовано

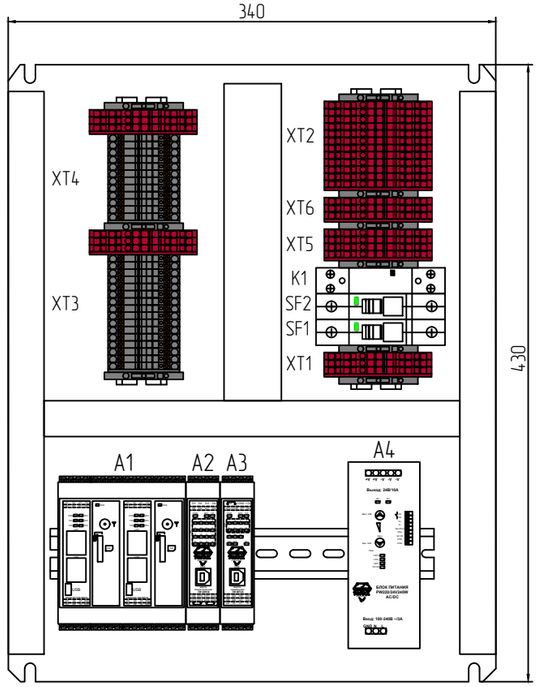
Взам. инв. №

Подп. и дата

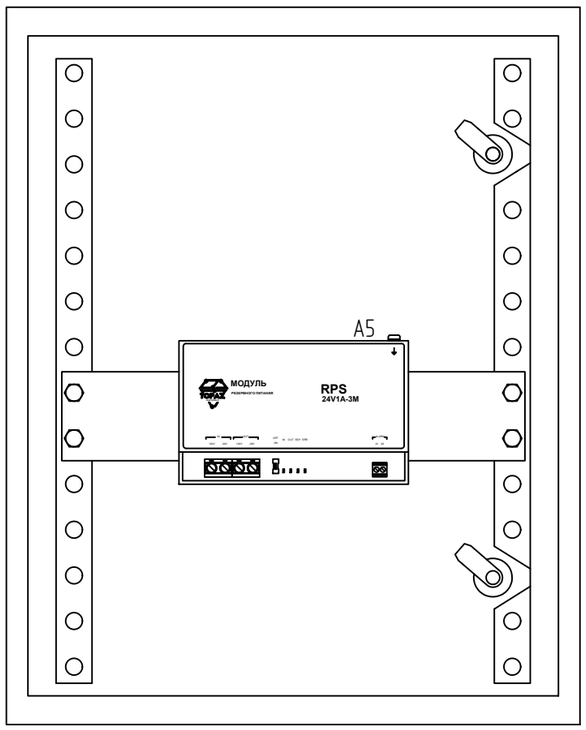
Инв. № подл.



Примечание: ввод кабеля обеспечить с верхнего торца шкафа



Дверь шкафа (вид со стороны монтажа)



Перечень элементов «Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124».

Зона	Поз. Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	A1	УСПД TOPAZ IEC DAS MX240-E4Tx1000-R8-TM 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 (C6A)	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 (14 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 Bax F-6C (500x400x200)	1	Россия
		Кросс монтажный	1	Россия
	ПО	Комплект ПО "TOPAZ-A/T-Д-КП"	1	ПиЭлСи Технолоджи
		Примечание: Предусмотреть места для установки GSM		
		роутеров из состава "ППК информационной безопасности		
		TOPAZ Gateway"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

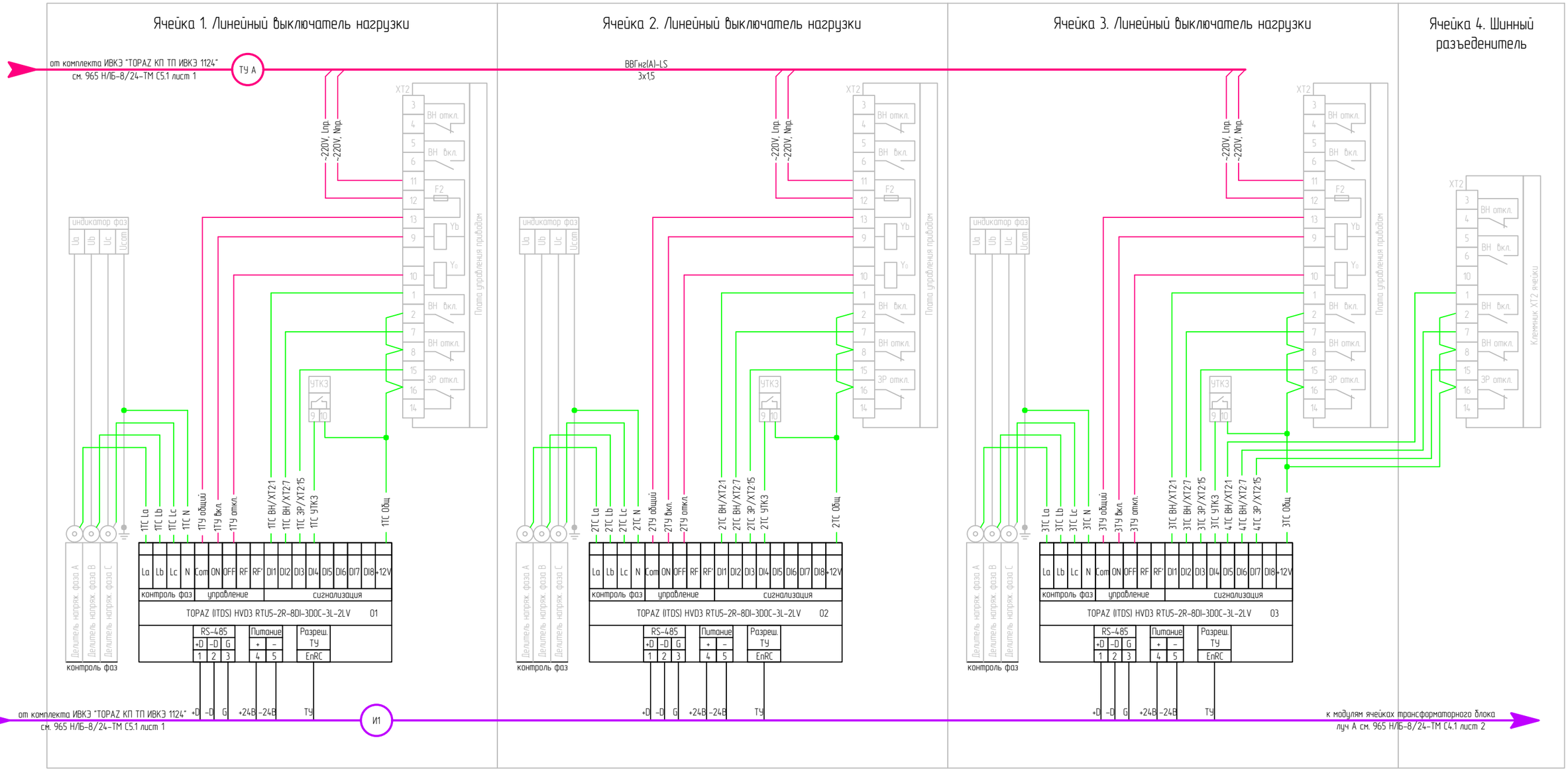
965 НЛБ-8/24-ТМ ВО

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от соорух. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от соорух.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .	Стадия	Лист	Листов
	РД	1	1
«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» Сборочный чертеж	ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»		

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
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ С4

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .	Стадия	Лист	Листов
	РД	1	4
Схема подключения цепей контроля и управления в ТП с кабельными блоками	ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»		

Согласовано

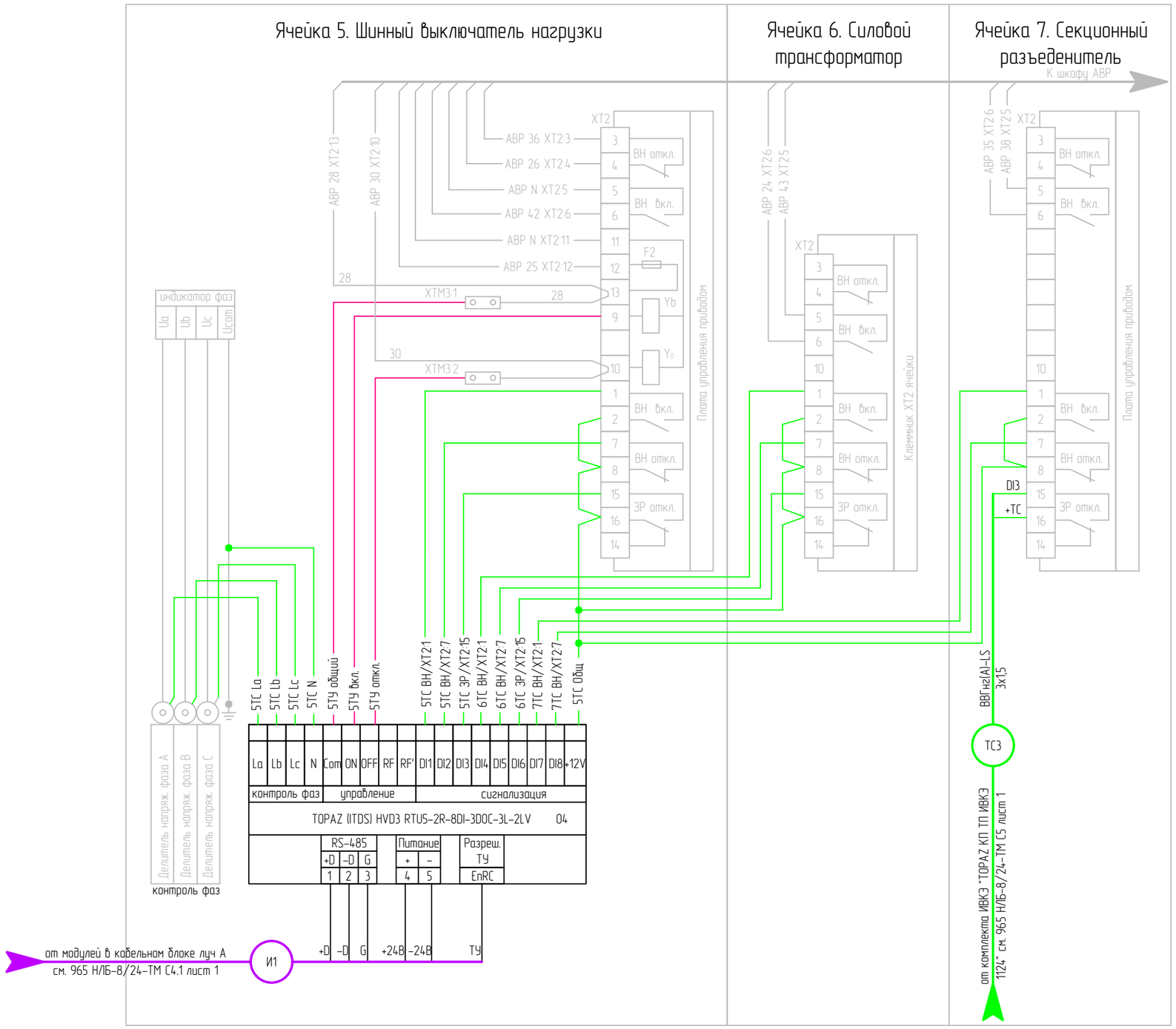
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Луч А трансформаторный блок



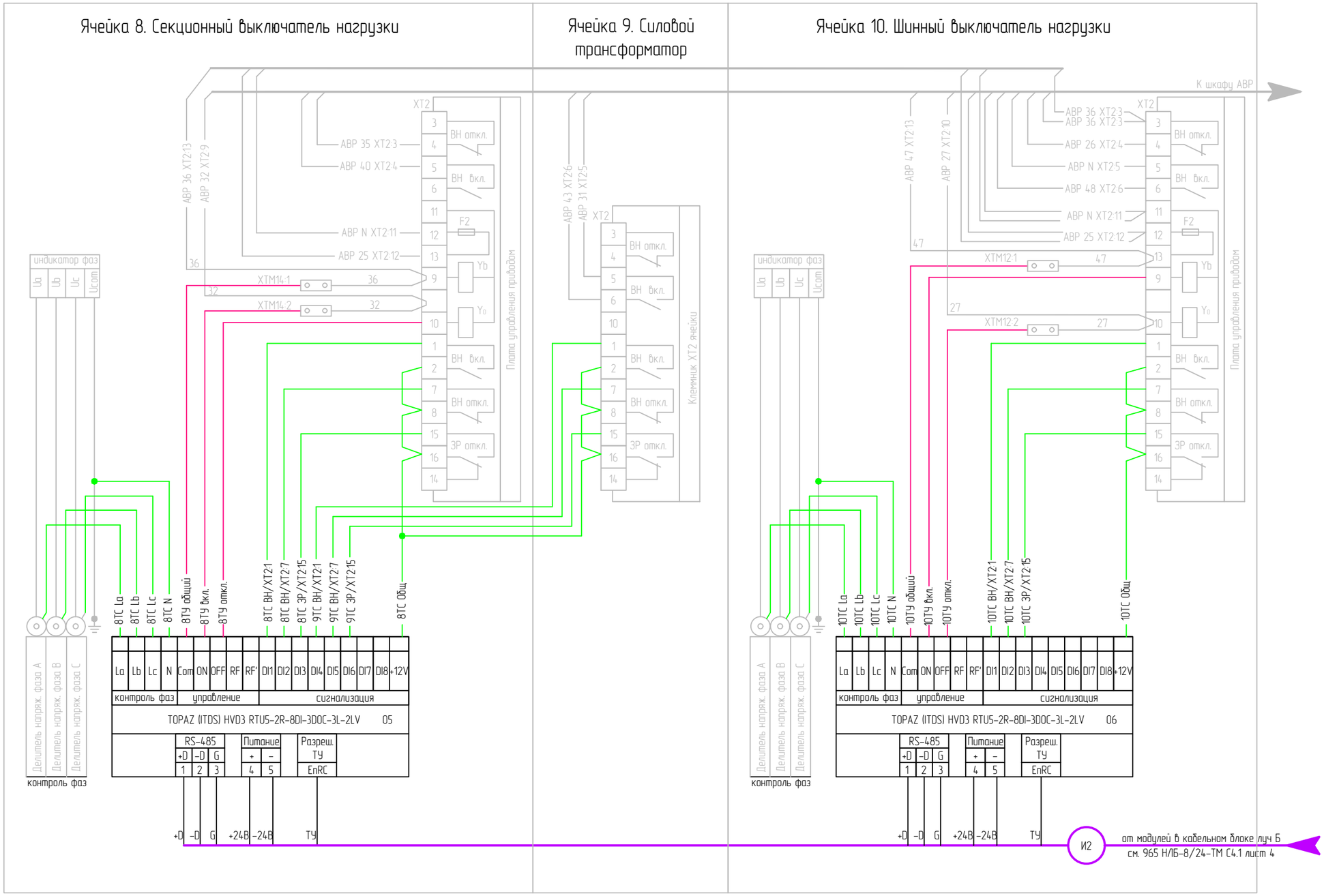
Примечания:
Монтаж цепей выполнить проводом ПуГВх1 мм2 или аналогом. Клеммник ХТМ 3 устанавливается на заводе-изготовителе
Монтаж провода 28 через клемму 13 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "7ТУ общий" подключить к проводу 28 через клемму ХТМ3:1
Монтаж провода 30 через клемму 10 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "7ТУ откл" подключить к проводу 30 через клемму ХТМ3:2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	965 НЛБ-8/24-ТМ С4	Лист 2

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

Формат А3

Луч Б трансформаторный блок



Примечания:

Монтаж цепей выполнить проводом ПуГВх1 мм2 или аналогом.

Клеммники ХТМ 12, ХТМ 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 ХТМ12:1

Монтаж провода 27 через клемму 10 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "8ТУ откл" подключить к проводу 27 через клемму ХТМ12:2

Монтаж провода 36 через клемму 13 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "10ТУ общий" подключить к проводу 36 через клемму ХТМ14:1

Монтаж провода 32 через клемму 9 платы управления приводом выполнить без разрыва Провод "10ТУ вкл" подключить к проводу 32 через клемму ХТМ14:2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	965 НЛБ-8/24-ТМ С4	Лист 3

Формат А3

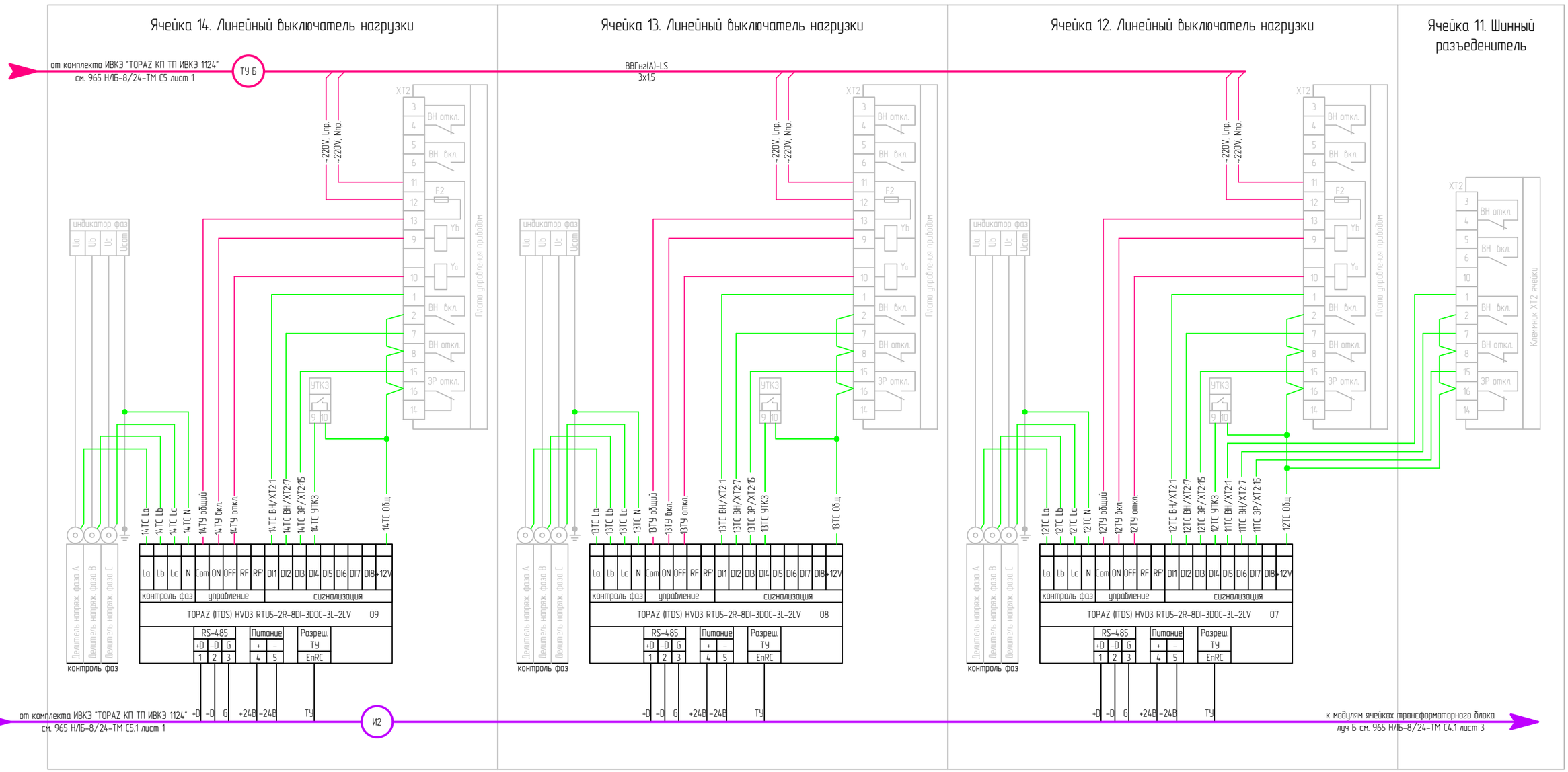
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	965 НЛБ-8/24-ТМ С4	Лист 4

Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124»

SF1 A4:N

XT1 1 2 3

L N

ВВГнг(А)-LS 3х1.5

П1

QF8 "Телемеханика"

L XT1:11 1 2

N XT1:15

ШПСН луч Б

S11 A5:+24V A5:-24V

XT6 1 2 3

ТУ +24V -24V

A1:+D1 A1:-D1 A1G1 A1:+D2 A1:-D2 A1G2 A1:+D5 A1:-D5 A1G5 A1:+D6 A1:-D6 A1G6

XT2 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

+D -D +D -D +D -D +D -D +D -D

КИПЭВнг(А)-LS 4х2х0,6

КИПЭВнг(А)-LS 4х2х0,6

КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6

КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6

КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6

И1 И2 И3.1 И4 И5

К модулям TOPAZ HVD3-RTU5 в ячейках луча А см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С4.1 лист 1

К модулям TOPAZ HVD3-RTU5 в ячейках луча Б см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С4.1 лист 3

К Прибору учёта ввод-0,4кВ луча Б см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С5.2.

К Приборам учёта луча А см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С5.2.

К Приборам чёта луча Б см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С5.2.

A2: +TC A2:DI1 A2:DI2 A2:DI3 A2:DI4 A2:DI5 A2:DI6 A2:DI7 A2:DI8 A2:DI9 A2:DI10 A2:DI11 A2:DI12 A2:DI13 A2:DI14 A2:DI15 A2:DI16

XT3 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19

+TC +TC DI1 DI2 DI3

ВВГнг(А)-LS 3х1.5

ТС1

ВВГнг(А)-LS 3х1.5

ТС2

ВВГнг(А)-LS 3х1.5

ТС3

Помещение учета луч А

DI1 9 DI1 10 ИО-102

Помещение РУ-10/0,4кВ луч А

DI1 9 DI1 10 ИО-102

Помещение Т-А

DI1 9 +TC 10 ИО-102

Датчики дверей луча А

+TC XT1:9 KM1

DI2 XT1:10

ШПСН луч А

XT2:15 DI3

XT2:16 +TC

Трансформаторный блок луч А ячейка СР (см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С4.1 лист 2)

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ С5.1

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .

Стадия	Лист	Листов
РД	1	2

«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» Схема внешних соединений

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

Формат А3

«Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124»

XT4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

A3: +TC, A3:DI1, A3:DI2, A3:DI3, A3:DI4, A3:DI5, A3:DI6, A3:DI7, A3:DI8

+TC, +TC, DI1, DI2, DI3, DI4

XT5

1	2	3	4

A3:DI8, A3:DI8, A3:DI8

Lпр., Lпр., Nпр., Nпр.

ВВГнг(A)-LS 3x1,5 — ТС4

ВВГнг(A)-LS 3x1,5 — ТС5

ВВГнг(A)-LS 3x1,5 — ТС6

ВВГнг(A)-LS 3x1,5 — ТУ1

ВВГнг(A)-LS 3x1,5 — ТУ2

ВВГнг(A)-LS 3x1,5 — ТУ А → К моторным приводам ячеек кабельного блока луч А см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С4.1 лист 1

ВВГнг(A)-LS 3x1,5 — ТУ Б → К моторным приводам ячеек кабельного блока луч Б см. 965 НЛБ-8/24-ТМ С4.1 лист 3

Датчики дверей луча Б

Помещение учета луч А

DI1 — 9
DI1 — 10
ИО-102

Помещение РУ-10/0,4кВ луч Б

DI1 — 9
DI1 — 10
ИО-102

Помещение Т-Б

DI1 — 9
+TC — 10
ИО-102

ШПСН луч Б

+TC — XT1:9 — KM1 — QF7 "Питание приводов ячеек" — XT1:6 — Lпр.
DI2 — XT1:10 — 2 — 1 XT1:15 — Nпр.

АВР 6-20кВ ТУ

DI3 — XT3:12 — KL1.4
+TC — XT3:11
KL4:21 — KL4.2
DI4 — KL4:22

2 — QF9 — 1 Lпр.
XTN Nпр.
XT3:6
XT3:7

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

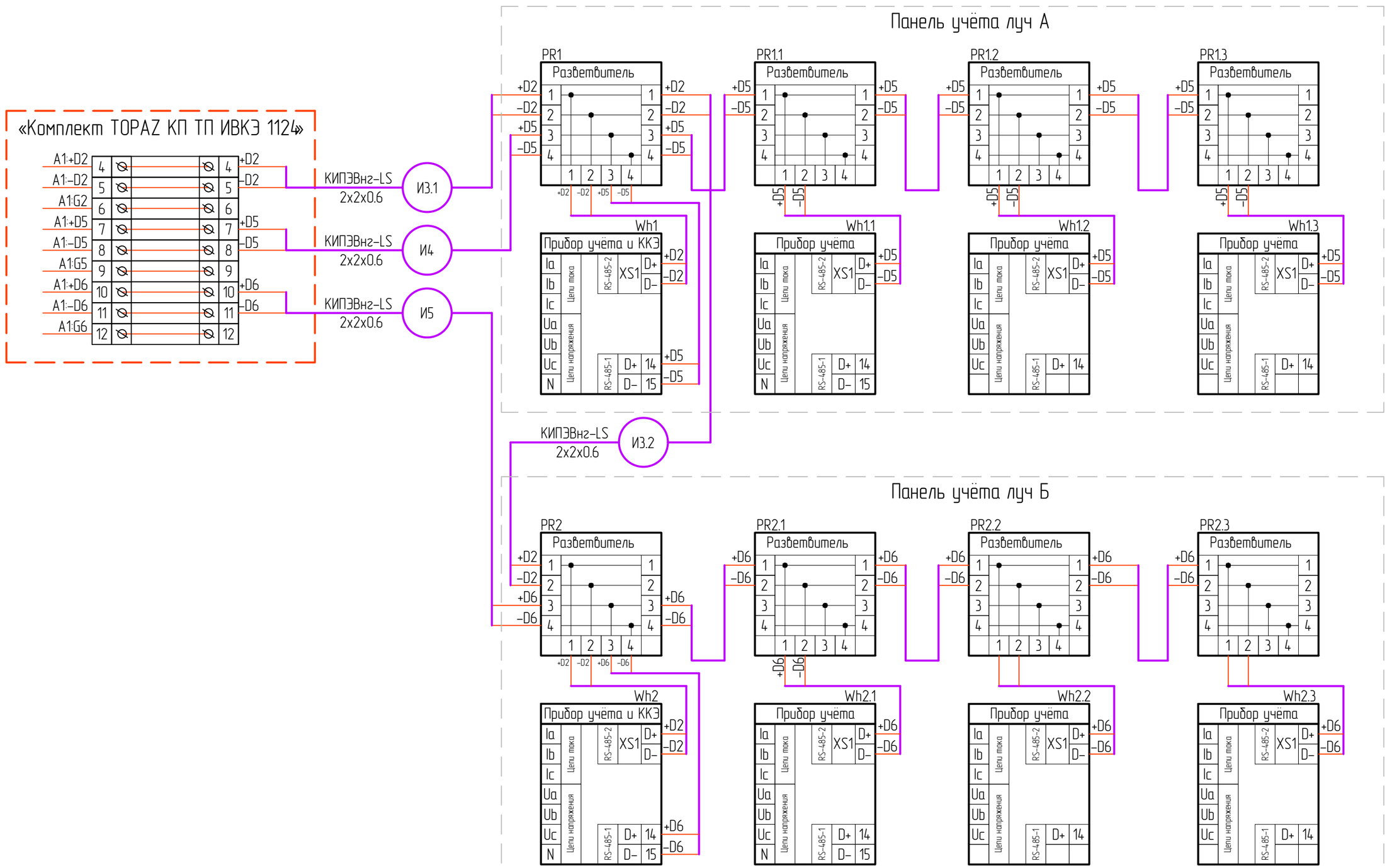
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

965 НЛБ-8/24-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 . 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
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ С5.2

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

Схема интеграции приборов учёта

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

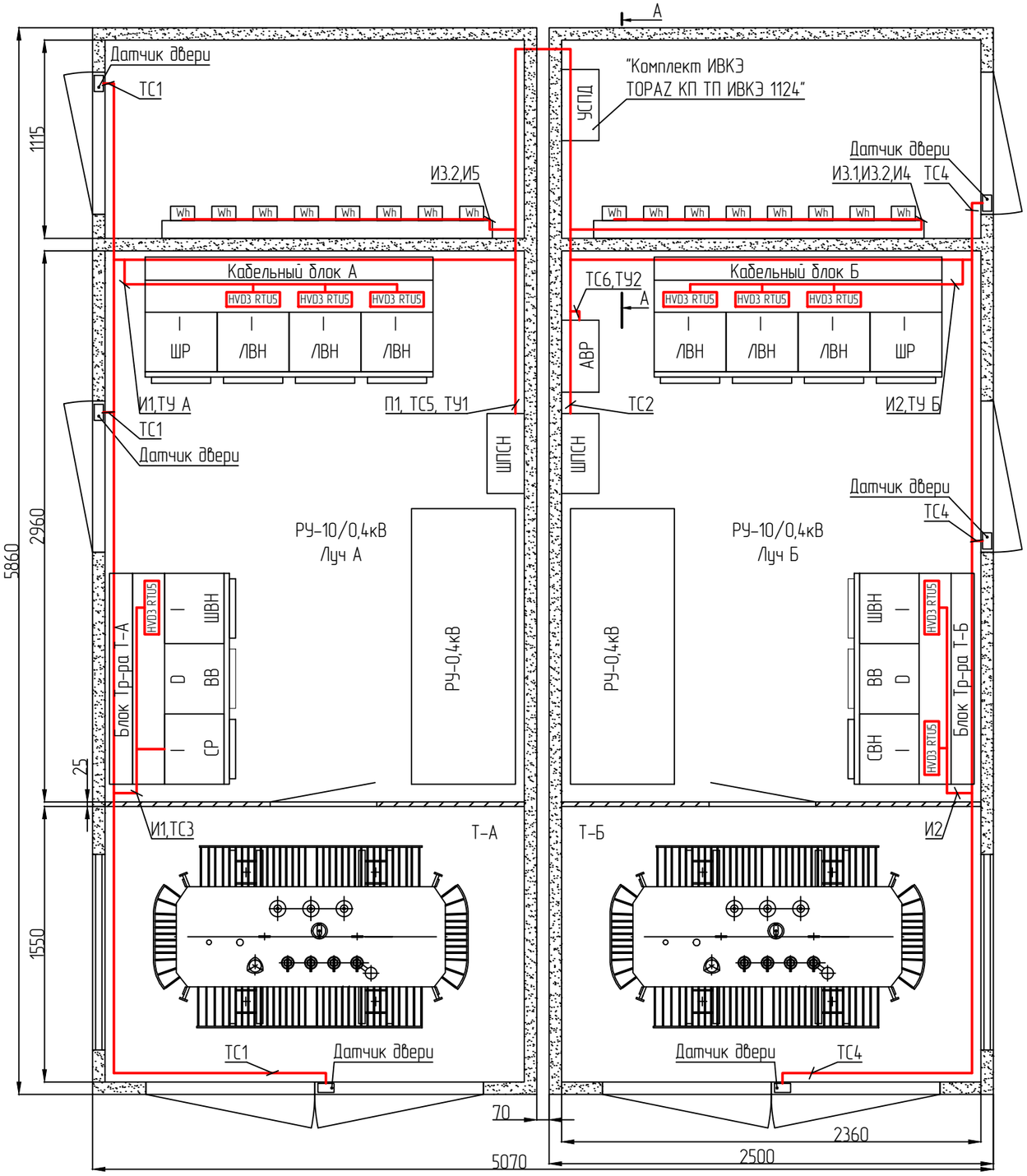
Согласовано

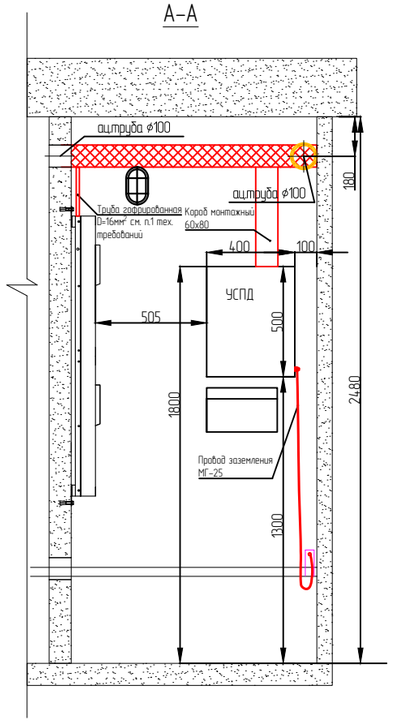
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3





Обозн.	Марка	Трасса		Длина, м
		Начало	Конец	
И1	КИПЭВнг-LS 4х2х0.6	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Устройства телемеханики в ячейках луч А	14
И2	КИПЭВнг-LS 4х2х0.6	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Устройства телемеханики в ячейках луч Б	16
ИЗ.1	КИПЭВнг-LS 2х2х0.6	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	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 ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Счетчики ЭЭ луч Б	20
И5	КИПЭВнг-LS 2х2х0.6	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Счетчики ЭЭ луч А	20
ТУ1	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	ШПСН-В луч Б	5
ТУ2	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	АВР 6-20кВ/ТУ	5
ТУ А	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Ячейки кабельного блока луча А	7
ТУ Б	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Ячейки кабельного блока луча Б	6
ТС1	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Двери ТП луч А	20
ТС2	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	ШПСН-В луч А	8
ТС3	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Ячейка СР луч А	10
ТС4	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	Двери ТП луч Б	16
ТС5	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	ШПСН-В луч Б	5
ТС6	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	АВР 6-20 кВ	5
П1	ВВГнг(А)-LS 3х1,5	"Комплект ТОРАZ КП ТП ИВКЭ 1124"	ШПСН луч Б	5

Потребность кабелей и проводов					
Число и сечение жил, напряжение	Марка				Примечание
	ВВГнг(А)-LS	КИПЭВнг(А)-LS	ПуГВнг(А)-LS	МГ-25	
3х1,5 0,66	92				ТУ1,ТУ2,ТУ А,ТУ Б, ТС1-ТС6, П1
4х2х0.6 0,66		30			И1, И2
2х2х0.6 0,66		60			ИЗ-И5
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
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ С7

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ .	Стадия	Лист	Листов
	РД	1	1
Схема трасс прокладки кабельных линий телемеханики и АИИСКУЭ	ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»		

Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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 «TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» с ПО «АРМ-Д-КП-TOPAZ»*	965 НЛБ-8/24-ТМ ВО		ООО «ПиЭлСи Системы»	шт.	1		
2	Извещатель магнитоконтактный ИО-102-20			ООО НПКФ «Комплектстройсервис»	шт.	6		
3	Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, АСУ ТП диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ "ПТК информационной безопасности TOPAZ Gateway" для обеспечения основного канала связи			ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	1		
4	Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, АСУ ТП диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ "ПТК информационной безопасности TOPAZ Gateway" для обеспечения резервного канала связи			ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	1		
	Оборудование устанавливаемое в КРУ							
5	Устройство телемеханики TOPAZ HVD3-RTU5-2R-8DI-3DOC-3L-2LV			ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	9		Поставляется в составе КРУ
6	Кронштейн TOPAZ HVD3			ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	9		
	II. Материалы для телемеханики							
7	Кабель интерфейсный КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6			ООО НПП«Спецкабель»	м	60		
8	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х1,5			ООО «Дмитров-Кабель»	м	92		
9	Провод монтажный белый ПуГВнг(А)-LS 1х0,75			ООО «Дмитров-Кабель»	м	20		
10	Провод монтажный голубой ПуГВнг(А)-LS 1х0,75			ООО «Дмитров-Кабель»	м	20		
11	Провод заземляющий МГ 1х25			АО «ЭКЗ»	м	1		
12	Комплект монтажный для шкафа ТМ			ООО «ПиЭлСи Системы»	шт.	1		
13	Короб монтажный 60х80			АО «DKC»	м	2		
14	Труба гофрированная ПВХ 16 мм с протяжкой			АО «DKC»	м	20		
15	Кабель интерфейсный КИПЭВнг(А)-LS 4х2х0,6			ООО НПП«Спецкабель»	м	30		
16	Провод монтажный белый ПуГВнг(А)-LS 1х1,5			ООО «Дмитров-Кабель»	м	54		

Примечания:

* – Программное обеспечение «TOPAZ АРМ-Д-КП» не входит в состав оборудования «Комплект TOPAZ КП ТП ИВКЭ 1124» (см. СЭН/469900/102-ТУ-ТП-5.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).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Привяз.		Шмелева			09.24
ГИП		Шмелева			09.24

965 НЛБ-8/24-ТМ В4

Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ.

Спецификация оборудования и материалов ТП

Стадия	Лист	Листов
РД	1	2

ООО «ЭНЕРГОСНАБСЕРВИС»

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
	III. Оборудование организации учёта электроэнергии, поставляемое по проекту силового оборудования в составе оборудования БКТП							
17	Счетчик электрической энергии соответствующий требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019 CE308 S31.543.0AA.SYUVJLFZ SPDS				шт.	8		Поставляется в составе силового оборудования РУ-0,4 кВ
18	Трансформатор тока шинный с расширенной характеристикой вторичной нагрузки обмоток в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном. (для шин ОЛ РУ-0,4 кВ)				шт.	24		
19	Коробка испытательная				шт.	8		
20	Разветвитель интерфейса ПР-3				шт.	8		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Приложения

1 250620 503361

Приложение № _____
к договору ТП № МС-23-302-122698(162984)
от 15 августа 2023 г.

21 Район

№ И-25-00-513438/125/МС «07» 11. 2025 20 ___ г.

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

ФОНД РЕНОВАЦИИ

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: энергопринимающие устройства **Жилого дома с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом зданий по адресам: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, д. 5; д. 5, стр. 2; д. 5, стр. 3; д. 5, стр. 4; д. 5, стр. 5; д. 5. стр. 6; д. 5, стр. 7; д. 5, стр. 8; д. 5, стр. 9; д. 5, стр. 10; д. 5, стр. 12; д. 5, стр. 13)**
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: **Жилой дом с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом зданий по адресам: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, д. 5; д. 5, стр. 2; д. 5, стр. 3; д. 5, стр. 4; д. 5, стр. 5; д. 5. стр. 6; д. 5, стр. 7; д. 5, стр. 8; д. 5, стр. 9; д. 5, стр. 10; д. 5, стр. 12; д. 5, стр. 13)**
г. Москва, 3-й Нижнелихоборский проезд, вл. 5, стр. 1 (Северный административный округ)
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **495,8кВт (в т.ч. ВРУ 1 (жилая часть, секция 1, секция 2, в т.ч. ВРУ ИТП – 13,6кВт) – 270кВт + ВРУ 2 (нежилая часть, БКТ, ЦИН) - 83кВт + ВРУ 3 (автостоянка) – 142,8кВт)**
4. Категория надежности: **вторая.**
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: **0,4кВ**.
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий **устанавливается в соответствии с дополнительным соглашением к Договору об осуществлении технологического присоединения.**
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. 4 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 270кВт;
7.2. 2 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 83кВт;
7.3. 2 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 142,8кВт.

8. Основной источник питания: **ПС 110 кВ Коптево № 299 110/10/6 кВ, ТЭЦ № 21**
9. Резервный источник питания: **Отсутствует.**
10. ПАО «Россети Московский регион» выполнить:
10.1. Мероприятия по строительству объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Московский регион» от существующих объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Московский регион» до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электросетевого хозяйства Заявителя:

10.1.1. Строительство блочной комплектной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4кВ, 1 шт. с установкой блоков RM-6 конфигурации IDI+IIII 2шт. Для присоединения объекта установить два трансформатора мощностью по 400кВА.
Размещение ТП выполнить на территории земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП.
10.1.2. Выполнить телемеханизацию и АИИС КУЭ новой ТП-10/0,4кВ в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденными в филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети», и в объеме ТС, ТИ, ТУ, согласованными с техническими службами филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети».
Организовать основной и резервный каналы связи, арендованные у операторов связи, имеющих подключение к технологической сети передачи данных филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети». Тип и эксплуатационные характеристики необходимо согласовать с техническими службами филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети»;
10.1.3. Строительство КЛ-10кВ, 2-х шт. от новой ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,37км, из них:
- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,22км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,15км;
10.1.4. Строительство КЛ-10кВ, 2-х шт. от новой ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 11841. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,22км, из них:
- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,13км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,09км;
10.1.5. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 1. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;
10.1.6. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 1. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;
10.1.7. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 2. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 70кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;
10.1.8. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 3. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 150кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км.
10.2. Мероприятия по развитию существующей инфраструктуры ПАО «Россети Московский регион» в целях создания технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств и (или) объектов электросетевого хозяйства Заявителя:
10.2.1. Существующие КЛ-10кВ направлением ТП-10/0,4кВ № 10973 - ТП-10/0,4кВ № 11841 вывести из эксплуатации.
10.3. Мероприятия, выполняемые ПАО «Россети Московский регион» по обеспечению учета электрической энергии (мощности) с использованием приборов учета электрической энергии, в том числе включенных в состав измерительных комплексов:
10.3.1. Отсутствуют.
11. Заявителю выполнить:
11.1. Мероприятия, выполняемые Заявителем и необходимые для осуществления технологического присоединения:

11.1.1. Предоставить земельный участок для размещения новой ТП-10/0,4кВ ПАО «Россети Московский регион» на свободной от инженерных коммуникаций площадке;
11.1.2. Строительство новых ВРЩ 0,4кВ Заявителя № 1, № 2, № 3 (параметры и место установки оборудования определить проектом). Нагрузку ИТП подключать от ВРЩ № 1 жилой части;
11.1.3. Нагрузку равномерно распределить (в рамках границ балансовой принадлежности);
11.1.4. Запрещается установка перемычек в сооружаемых ВРЩ 0,4кВ. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети 0,4кВ Заявителя, работающих раздельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме.
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. Выполнить мероприятия по организации учета электроэнергии по вновь сооружаемым (реконструируемым) объектам в соответствии с требованиями раздела 10 Постановления Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 года, а также в соответствии с информацией, указанной в типовых технических решениях по организации учета электроэнергии, размещенной на сайте ПАО «Россети Московский регион» (http://utp.rossetimr.ru/).
11.4. 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).
11.5. 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».
11.6. 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».
11.7. 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 ПАО «Россети Московский регион» при участии Заявителя и после подписания акта осмотра (обследования).

12.4. Настоящий документ является неотъемлемой частью Договора № **МС-23-302-122698(162984)** от **15 августа 2023 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. Вариант цены (тарифа): **одноставочный тариф дифференц. по двум зонам суток.**

12.6. Условия учета потребления электрической энергии: **многотарифный учет с применением тарифа, дифференцированного по двум зонам суток.**

12.7. Вид деятельности: **Для бытовых нужд**.

12.8. Срок действия настоящих технических условий составляет **2 года** со дня заключения **дополнительного соглашения к договору** об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

ТУ № И-23-00-162984/102/МС аннулируются.

Директор департамента инженерного обеспечения
технологического присоединения филиала С.С.Горностаев

1 230620 559469

Приложение № _____
к договору ТП № _____
от "_____" _____ 20___ г.

21 Район

№ № И-23-00-162984/102/МС «_____»_____ 20 ___ г.

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

Московский фонд реновации жилой застройки

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: энергопринимающие устройства **Жилого дома с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом зданий по адресам: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, д. 5; д. 5, стр. 2; д. 5, стр. 3; д. 5, стр. 4; д. 5, стр. 5; д. 5. стр. 6; д. 5, стр. 7; д. 5, стр. 8; д. 5, стр. 9; д. 5, стр. 10; д. 5, стр. 12; д. 5, стр. 13)**
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: **Жилой дом с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом зданий по адресам: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, д. 5; д. 5, стр. 2; д. 5, стр. 3; д. 5, стр. 4; д. 5, стр. 5; д. 5. стр. 6; д. 5, стр. 7; д. 5, стр. 8; д. 5, стр. 9; д. 5, стр. 10; д. 5, стр. 12; д. 5, стр. 13)**
г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, вл. 5, стр. 1 (3-й Нижнелихоборский проезд, вл. 5) (Северный административный округ)
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **495,8кВт (в т.ч. ВРУ 1 (жилая часть, секция 1, секция 2, в т.ч. ВРУ ИТП – 13,6кВт) – 270кВт + ВРУ 2 (нежилая часть, БКТ, ЦИН) - 83кВт + ВРУ 3 (автостоянка) – 142,8кВт)**
4. Категория надежности: **вторая.**
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: **0,4кВ**.
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий.
7. Точка (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. 4 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 270кВт;
7.2. 2 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 83кВт;
7.3. 2 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 142,8кВт.

8. Основной источник питания: **ПС 110 кВ Коптево № 299 110/10/6 кВ, ТЭЦ № 21**
9. Резервный источник питания: **Отсутствует.**
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 10/0,4кВ, 1 шт. с установкой блоков RM-6 конфигурации IDI+IIII 2шт.

Для присоединения Заявителя установить два трансформатора мощностью по 400кВА. Размещение ТП выполнить на территории земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП.

10.1.2. Выполнить телемеханизацию и АИИС КУЭ новой ТП-10/0,4кВ в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденными в филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети», и в объеме ТС, ТИ, ТУ, согласованными с техническими службами филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети».

Организовать основной и резервный каналы связи, арендованные у операторов связи, имеющих подключение к технологической сети передачи данных филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети». Тип и эксплуатационные характеристики необходимо согласовать с техническими службами филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети»;

10.1.3. Строительство КЛ-10кВ, 2-х шт. от новой ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,37км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,22км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,15км;

10.1.4. Строительство КЛ-10кВ, 2-х шт. от новой ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 11841. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,22км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,13км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,09км;

10.1.5. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 1. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;

10.1.6. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 1. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;

10.1.7. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 2. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 70кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;

10.1.8. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 3. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 150кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км.

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. Существующие КЛ-10кВ направлением ТП-10/0,4кВ № 10973 - ТП-10/0,4кВ № 11841 вывести из эксплуатации.

10.3. Мероприятия, выполняемые ПАО «Россети Московский регион» по обеспечению учета электрической энергии (мощности) с использованием приборов учета электрической энергии, в том числе включенных в состав измерительных комплексов:

10.3.1. Отсутствуют.

11. Заявителю выполнить:

11.1. Мероприятия, выполняемые Заявителем и необходимые для осуществления технологического присоединения:

11.1.1. Предоставить земельный участок для размещения новой ТП-10/0,4кВ ПАО «Россети Московский регион» на свободной от инженерных коммуникаций площадке;

11.1.2. Строительство новых ВРЩ 0,4кВ Заявителя № 1, № 2, № 3 (параметры и место установки оборудования определить проектом). Нагрузку ИТП подключать от ВРЩ № 1 жилой части;

11.1.3. Нагрузку равномерно распределить (в рамках границ балансовой принадлежности);

11.1.4. Запрещается установка перемычек в сооружаемых ВРЩ 0,4кВ. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети 0,4кВ Заявителя, работающих раздельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме.

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. Выполнить мероприятия по организации учета электроэнергии по вновь сооружаемым (реконструируемым) объектам в соответствии с требованиями раздела 10 Постановления Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 года, а также в соответствии с информацией, указанной в типовых технических решениях по организации учета электроэнергии, размещенной на сайте ПАО «Россети Московский регион» (http://utp.rossetimr.ru/).

11.4. 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)

11.5. 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»

11.6. 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».

11.7. 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:

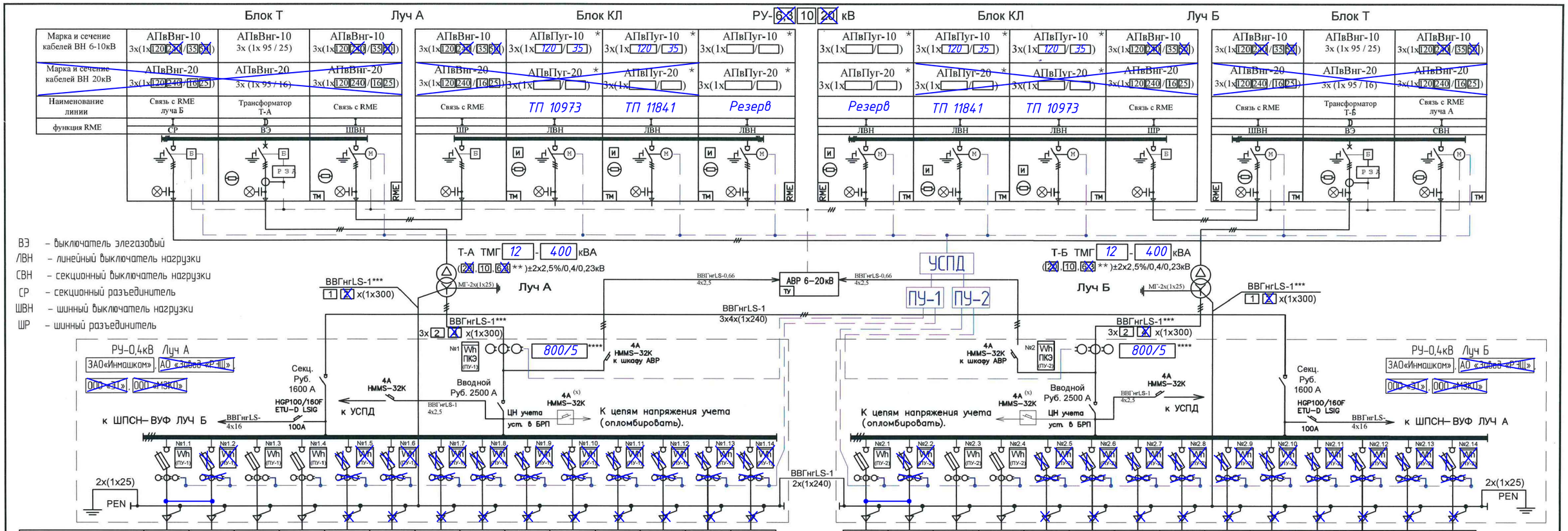
12.1. Присоединение энергопринимающих устройств осуществляется к сетям общего назначения, обеспечивающим качество электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

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 ПАО «Россети Московский регион» при участии Заявителя и после подписания акта осмотра (обследования).

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
b594119a
Директор департамента инженерного обеспечения технологического присоединения филиала ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети
С.С.Горностаев



№ фидера		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование линии	*****	ВРУ №1 (вв.1)		ВРУ №2 (вв.1)	ВРУ №3 (вв.1)	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
Кабель	Марка *****	АПВБШп(г)	АПВБШп(г)	АПВБШп(г)	АПВБШп(г)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Сечение, мм² *****	4x120	4x120	4x70	4x150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный ток, А *****		436,92		134,31	231,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Номинальный ток моноблока, А	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
	Ток плавкой вставки, А *****	500	-	160	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Класс точности		0,5s		0,5s	0,5s										
Номинал ТТ		500/5	-	150/5	250/5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ВРУ №1 (вв.2)		ВРУ №2 (вв.2)	ВРУ №3 (вв.2)	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв
	АПВБШп(г)	АПВБШп(г)	АПВБШп(г)	АПВБШп(г)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	4x120	4x120	4x70	4x150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	436,92		134,31	231,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
	500	-	160	250	-	-								
	0,5s		0,5s	0,5s										
	500/5	-	150/5	250/5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Организовать основной и резервный каналы связи GPR
Филиал ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети
Управление телекоммуникаций и СДТУ
Начальник С.А. Цветков
«20» 02 2023

Однолинейная схема согласована при условии доп. согласования
1) привязанного проекта в РЭ
2) СРЗА
3) МУ филиала Энергоучет
4) МТУ Ростехнадзора

ПАО «Россети Московский регион»-филиал Московские кабельные сети
Заместитель главного инженера по эксплуатации
17.02.2023

Согласовано в части РЗА
при наличии карты селективности зоны
Шашков А.Н.
Начальник СРЗА
20.02.23

ПАО «Россети Московский регион»-филиал Московские кабельные сети
Первый заместитель директора - главный инженер
28.02.23

Согласовано в части ТМ
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН"
Филиал Московские кабельные сети
Служба эксплуатации телемеханики (СЭТМ)
17.02.2023

Примечания:
1. Система телемеханики и учета ЭЭ с включением в АИИС КУЭ выполняется по отдельному типовому проекту Филиала ПАО "Россети Московский регион" - МКС (ИКДС 1020.2436 "Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП 0,4/6/10/20кВ с включением в АИИС КУЭ").
2. (x) - авт. выключатель 4А HMMS-32K (HYUNDAI) ном. откл. способность Ics=100кА должен быть опломбирован эксплуатирующей организацией. Установлен в ПВХ боксе на ПУ.
3. Порядок привязки однолинейной схемы и указания по подключению сдвоенных фидеров - см. лист 4.1 "Порядок заполнения привязки однолинейной схемы и компоновки оборудования, кабельного журнала".
4. Указания по заполнению характеристик сборки РУ-0,4кВ - см. листы 3.3-3.4 "Пояснительная записка".
5. Электрооборудование, примененное в данном проекте, к моменту включения ТП должно быть согласовано КДО ПАО "Россети-Московский регион" или аттестовано в ПАО "Россети"

Wh ПКЭ - счетчик э/энергии с функцией контроля качества электроэнергии.
CE308 S31543.0AA.SYUVJLFZ SPDS 3x230/400 5(10)A 0,5S ****

Wh - счетчик э/энергии
CE308 S31543.0AA.SYUVJLFZ SPDS 3x230/400 5(10)A 0,5S ****

Изм.	К.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Утвердил		Коротков Е.Н.			01.23
ГИП		Глушков А.А.			01.23
Разраб.		Глушков А.А.			01.23

Привязан: 965 НЛБ-8/24-ЭП

Привязал	Шмелева		09.24
ГИП	Шмелева		09.24
Инв. №			

Шифр: 01-П/20.38.ЭС

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2x400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион»

Блочная комплектная подстанция в бетонной оболочке с трансформаторами мощностью 2x400-1250кВА с RME с АВР 6-20кВ и АИИСКУЭ

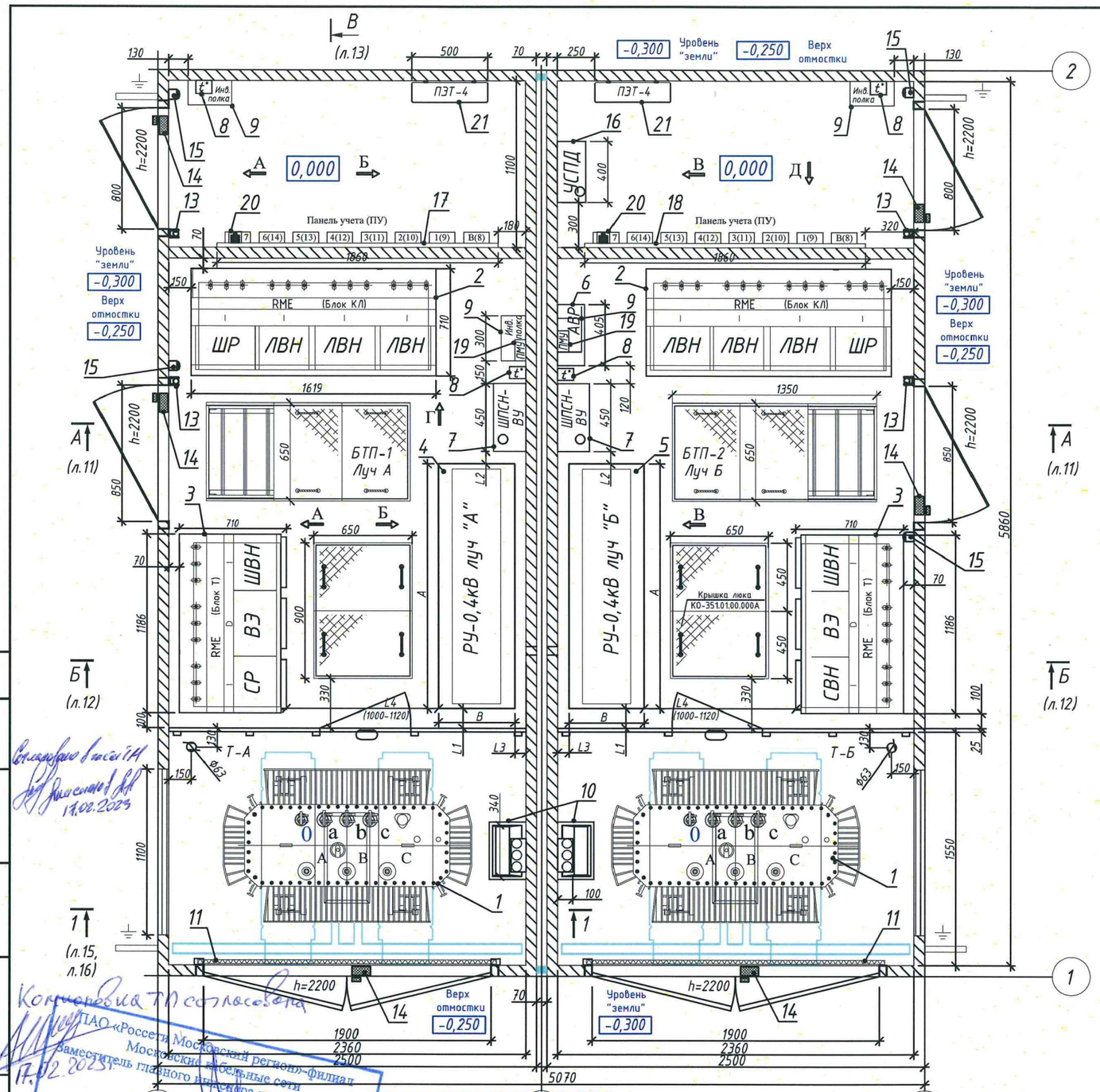
Стадия	Лист	Листов
Р	5.1	

Принципиальная однолинейная схема (РУ-0,4кВ с 14 фидерами в каждом луче)

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"
т. (495) 789-37-77 (доб.402), т/ф (499) 163-98-98

Взам. инв.N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Формат А3



Спецификация основного электрооборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	ТМГ-12 - 400 кВА	Трансформатор силовой *	2	
2	RME (IIII)	Компл. распред. устройство 6-10, 20кВ	2	(IIII)
3	RME (IDI)	Компл. распред. устройство 6-10, 20кВ	2	(IDI)
4	РУ-0,4кВ луч "А" ***	Распределительное устройство 0,4кВ ЩРНВ(1)14-2500(1600)	1	
5	РУ-0,4кВ луч "Б" ***	Распределительное устройство 0,4кВ ЩРНВ(1)14-2500(1600)	1	
6	АВР 6-20 кВ ТУ	Шкаф АВР	1	
7	ШПСН-ВУ	Шкаф питания собственных нужд	2	ШПСН-ВУ-И; ШПСН-ВУФ
8	СТС 300	Терморегулятор с датчиком, 10А, 220В	4	в пластиковом боксе
9	А-300.04.00.00.А	Полка инвентарная	4	
10	ЭСИ 300.10.11Б	Кожух для кабеля	2	
11	ЭСИ 513.00Б	Защитный барьер съемный	2	
12	ЭСИ 300.11.00 ДСБ	Инвентарная подставка	2	
13	ШО-15У1	Штанга оперативная	4	
14	ИО-102	Датчик охранный магнитоконтактный	6	
15	ПВ-2-16У3-30	Выключатель двухполюсный 16А	4	
16	УСПД	Устройство связи и передачи данных **	1	
17	ПУ луч А	Панель учета	1	
18	ПУ луч Б	Панель учета	1	
19	ПМУ	Пост местного управления	2	
20	Цепи напряжения учета	Авт. выключатель HMMS-32K, 4А	2	в пластиковом боксе
		(цепи напряжения учета)		
21	ПЭТ-4	Электрообогреватель, 1кВт	2	

6. Значения размеров А, В, L1, L2, L3, L4 приведены в Таблице 1 Лист 3.4 Тома ЭС.
7. В случае превышения габаритов проемов над габаритами РУ-0,4кВ – закрыть оставшиеся места в них рифленой сталью (габариты определить по месту).
8. Открытые части РУ-0,4кВ (между корпусом и стеной блока ТП) закрыть диэлектрическими шторками.
9. Внешний вид сборок РУ-0,4кВ см. в Приложениях к Тому ЭС.

Согласовано в части ТМ
17.02.2023

Компоновка ТП согласована
ПАО «Россети Московский регион»-филиал
Московские кабельные сети
Заместитель главного инженера по эксплуатации
17.02.2023
Е.И. Мироненко

ПАО «Россети Московский регион»-филиал
Московские кабельные сети
Первый заместитель директора - главный инженер

Примечания:
1. Надземная часть в исполнении 5,07 х 6,00м.
2. Система учета электроэнергии обеспечивает интеграцию с системой АИИС КУЭ ПАО "Россети - Московский регион". Счетчики электрической энергии устанавливаются на панелях учета (ПУ).
3. * Силовые трансформаторы показаны условно. Их выбор и привязку необходимо выполнить в соответствии с указаниями на листах 15-17 Тома ЭС.
4. ** Тип, изготовитель, комплектация УСПД определяются отдельным проектом организации канала связи (телемеханики). Для размещения данного оборудования предусмотрено место поз.16 (точное расположение оборудования ТМ см. в отдельном проекте Телемеханизации).
5.*** Наименование и состав РУ-0,4кВ для вариантов приведён в Таблице 1 Лист 3.4 Тома ЭС.

Электрооборудование, примененное в данном проекте, к моменту включения ТП должно быть согласовано КДО ПАО "Россети-Московский регион" или аттестовано в ПАО "Россети"

Привязан: 965 НЛБ-8/24-ЭП

Привязал	Шмелева		09.24
ГИП	Шмелева		09.24
Инв. №			

Изм.	К.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Утвердил		Коротков Е.Н.			01.23
ГИП		Глушков А.А.			01.23
Разраб.		Глушков А.А.			01.23

Шифр: 01-П/20.38.ЭС

Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»

Блочная комплектная подстанция в бетонной оболочке с трансформаторами мощностью 2х400-1250кВА с RME с АВР 6-20кВ и АИИСКУЭ

Стадия	Лист	Листов
Р	6	

Компоновка оборудования

ООО "ЭЗОИС-КЭМ"
т. (495) 789-37-77 (доб.402), т/ф. (499) 163-98-98

Согласовано

Взам. инв.N

Подпись и дата

Инв. N подл.

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	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	800/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	800/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	800/5
2	ВРУ №1 (ББ.1) /Луч А	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	500/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	500/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	500/5
3	ВРУ №2 (ББ.1) /Луч А	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	150/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	150/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	150/5
4	ВРУ №3 (ББ.1) /Луч А	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	250/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	250/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	250/5
5	Ввод-0,4кВ /Луч Б	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	800/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	800/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	800/5
6	ВРУ №1 (ББ.2) /Луч Б	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	500/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	500/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	500/5
7	ВРУ №2 (ББ.2) /Луч Б	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	150/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	150/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	150/5
8	ВРУ №3 (ББ.2) /Луч Б	CE308 S31543.0AASYUVJLFZ SPDS	ПУ луч Б	-	-	16	0,5S	220/380В 5(10)А
		ТТ-Б 80	L1	5	19	16	0,5S	250/5
		ТТ-Б 80	L2	5	19	16	0,5S	250/5
		ТТ-Б 80	L3	5	19	16	0,5S	250/5

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 (места 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)**

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

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

М.П.

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС KG417/039.RU.02.04985

Серия KG № 0217145

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общество с ограниченной ответственностью «Промышленная Безопасность». Аттестат аккредитации № KG 417/КЦА.ОСП.039 от 10 июля 2023 года, выдан Кыргызским Центром Аккредитации при МЭиК КР. Место нахождения и место осуществления деятельности: Кыргызская Республика, город Бишкек, улица Токтогула дом 108, этаж 3, офис 3. Телефон: +996 312 979 800; адрес электронной почты: prombez@6pb.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
ОГРН 5087746385953 ИНН 7727667738
Место нахождения: Российская Федерация, 117449, город Москва, улица Винокурова, дом 3.
Адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, 117246, город Москва, Научный проезд, дом 17.
Телефон: +74951390405; Адрес электронной почты: sales@tpz.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
Место нахождения: Российская Федерация, 117449, город Москва, улица Винокурова, дом 3.
Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, 117246, город Москва, Научный проезд, 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, TOPAZ 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 АК, 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 техническими условиями ТУ 4230-003-89466010-2012 «Устройства телемеханики «TOPAZ». Технические условия.». Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 9030400000

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 25070055 от 16.07.2025 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «Центр электротехнических испытаний» (аттестат аккредитации: № RA.RU.21HC66). Акта анализа производства № 10/06/25-16 от 19.06.2025 года, органа по сертификации Общества с ограниченной ответственностью «Промышленная Безопасность» (аттестат аккредитации регистрационный № KG 417/КЦА.ОСП.039) эксперт, подписавший Акт анализа состояния производства – Уланбек уулу Уранбек. Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, указаны в приложении № 1 на 1 (одном) листе (бланк серии KG № 0181490). Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды». Действие сертификата соответствия распространяется на серийно выпускаемую продукцию, изготовленную с даты изготовления отобранных образцов (проб) продукции, прошедших исследования (испытания) и измерения: с 06.2025 года.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 17.07.2025г. ПО 16.07.2030г. ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации — М.П. _____ (подпись) Мадраимов Аскар Тургунбекович (Ф.И.О.)

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) _____ (подпись) Корокулова Альбина Мамбеталыевна (Ф.И.О.)

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС KG417/039.RU.02.04985

Серия KG № 0181490

Обозначение и наименование стандарта (стандартов), в результате применения, которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента (технических регламентов), а также сведения об иных стандартах и документах (в случае их применения)

Обозначение стандарта (стандартов)	**Наименование стандарта (стандартов)**
ГОСТ IEC 60950-1-2014	«Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования»
ГОСТ CISPR 32-2015 (раздел 5, приложение А)	«Электромагнитная совместимость оборудования мультимедиа. Требования к электромагнитной эмиссии»
ГОСТ CISPR 24-2013 (раздел 5)	«Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Устойчивость к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний»
ГОСТ IEC 61000-3-2-2017 (разделы 5 и 7)	«Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонического тока (оборудование с потребляемым током не более 16 А в одной фазе)»
ГОСТ IEC 61000-3-3-2015 (разделы 4 и 6)	«Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-3. Нормы. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в общественных низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током не более 16 А (в одной фазе), подключаемого к сети электропитания без особых условий»

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации — М.П. — Мадраимов Аскар Тургунбекович
(подпись) (Ф.И.О.)

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) — Корокулова Альбина Мамбеталыевна
(подпись) (Ф.И.О.)

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Дирекции
импортозамещения и взаимодействия
с производителями оборудования
ПАО «Россети»

_____ К.А. Осинцев
«_03_» _марта_ 2025 г.

АКТ
ПЛАНОВОЙ ИНСПЕКЦИОННОЙ ПРОВЕРКИ ПРОИЗВОДСТВА
№ ПА-10/25

Срок действия с 03.03.2025 г.
Дата очередной плановой проверки производства до 19.12.2029 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
Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

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

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

СООТВЕТСТВУЕТ
Техническим требованиям ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ
для применения в качестве автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на электрических подстанциях 6-220 кВ ДО ПАО «Россети», на которых не требуется применение типовых шкафов.

Количество баллов по СТО 34/01-22-002-2023 – 100

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Дирекции
импортозамещения и взаимодействия
с производителями оборудования
ПАО «Россети»

_____ К.А. Осинцев
«_03_» ____марта_____2025 г.

АКТ
ПЛАНОВОЙ ИНСПЕКЦИОННОЙ ПРОВЕРКИ ПРОИЗВОДСТВА
№ ПА-11/25

Срок действия с 03.03.2025г.
Дата очередной плановой проверки производства - до 19.12.2029 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 (MU)
- 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

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»

(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»

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

(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

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

Устройства TOPAZ HVD3 RTU5 и RTU7 применимы для ПС 6-110 (150) кВ ДО ПАО «Россети», не относящихся к ЕНЭС.

Типовые структуры измерительных каналов ПТК ССПИ «TOPAZ».

Таблица

Измерение/преобразование/вычисление (суммирование) измеряемой величины (на выходе - результат измерений в единицах величины)		Сбор результатов измерений и их передача на верхний уровень
TOPAZ TM PM7 D-__-4U-4IMC-__-Pr TOPAZ TM PM7 W-__-UI-__-Pr Ethernet/RS-485/внутренняя информационная шина КП)	ГР № 72240-18	TOPAZ IEC DAS (МЭК 61850-8-1 MMS)
TOPAZ HVD3 RTU5, TOPAZ HVD3 RTU7 (RS-485)	ГР № 52282-12	
TOPAZ HVD3 RTU5, TOPAZ HVD3 RTU7 (RS-485)	ГР № 52282-12	TOPAZ TM PM7-E МЭК 61850-8-1 MMS
TOPAZ TM PM7 E-__-UI-__-Pr (МЭК 61850-8-1 MMS)	ГР № 72240-18	-
TOPAZ DT (RS485)	ГР № 71866-18	TOPAZ IEC DAS (МЭК 61850-8-1 MMS)
TOPAZ TM AIN8 (RS-485/ внутренняя информационная шина КП	ГР № 52282-12	

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

Количество баллов по СТО 34/01-22-002-2023 - 85

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Дирекции
импортозамещения и взаимодействия
с производителями оборудования
ПАО «Россети»

_____ К.А. Осинцев
«_03_» _марта_____2025 г.

АКТ
ПЛАНОВОЙ ИНСПЕКЦИОННОЙ ПРОВЕРКИ ПРОИЗВОДСТВА
№ ПА-7/25

Срок действия с 03.03.2025 г.
Дата очередной плановой проверки производства до 19.12.2029 г.

ОБОРУДОВАНИЕ
Роутер TOPAZ GSM
(ТУ 4230-003-89466010-2012).
Идентификационное наименование ПО: TOPAZ Linux.
Номер версии (идентификационный номер ПО): не ниже 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 «Федеральная сетевая компания - 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.

Количество баллов по СТО 34/01-22-002-2023 - 85

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

UCA International Users Group

IEC 61850 Certificate Level A No. 10057347-INC 17-2443

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 АР 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.

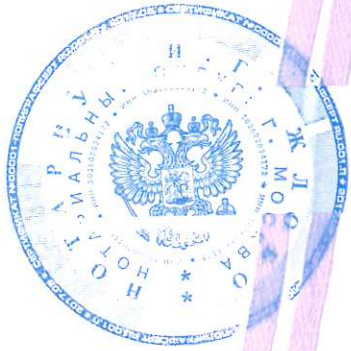
Личность подписавшего документ установлена.

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

1 230620 559469

Приложение № _____
к договору ТП № _____
от "_____" _____ 20___ г.

21 Район

№ № И-23-00-162984/102/МС «_____»_____ 20 ___ г.

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

Московский фонд реновации жилой застройки

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: энергопринимающие устройства **Жилого дома с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом зданий по адресам: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, д. 5; д. 5, стр. 2; д. 5, стр. 3; д. 5, стр. 4; д. 5, стр. 5; д. 5. стр. 6; д. 5, стр. 7; д. 5, стр. 8; д. 5, стр. 9; д. 5, стр. 10; д. 5, стр. 12; д. 5, стр. 13)**
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: **Жилой дом с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом зданий по адресам: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, д. 5; д. 5, стр. 2; д. 5, стр. 3; д. 5, стр. 4; д. 5, стр. 5; д. 5. стр. 6; д. 5, стр. 7; д. 5, стр. 8; д. 5, стр. 9; д. 5, стр. 10; д. 5, стр. 12; д. 5, стр. 13)**
г. Москва, внутригородское муниципальное образование Тимирязевское, 3-й Нижнелихоборский проезд, вл. 5, стр. 1 (3-й Нижнелихоборский проезд, вл. 5) (Северный административный округ)
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **495,8кВт (в т.ч. ВРУ 1 (жилая часть, секция 1, секция 2, в т.ч. ВРУ ИТП – 13,6кВт) – 270кВт + ВРУ 2 (нежилая часть, БКТ, ЦИН) - 83кВт + ВРУ 3 (автостоянка) – 142,8кВт)**
4. Категория надежности: **вторая.**
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: **0,4кВ**.
6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий.
7. Точка (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. 4 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 270кВт;
7.2. 2 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 83кВт;
7.3. 2 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ – 142,8кВт.

8. Основной источник питания: **ПС 110 кВ Коптево № 299 110/10/6 кВ, ТЭЦ № 21**
9. Резервный источник питания: **Отсутствует.**
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 10/0,4кВ, 1 шт. с установкой блоков RM-6 конфигурации IDI+IIII 2шт.

Для присоединения Заявителя установить два трансформатора мощностью по 400кВА. Размещение ТП выполнить на территории земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП.

10.1.2. Выполнить телемеханизацию и АИИС КУЭ новой ТП-10/0,4кВ в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденными в филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети», и в объеме ТС, ТИ, ТУ, согласованными с техническими службами филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети».

Организовать основной и резервный каналы связи, арендованные у операторов связи, имеющих подключение к технологической сети передачи данных филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети». Тип и эксплуатационные характеристики необходимо согласовать с техническими службами филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские кабельные сети»;

10.1.3. Строительство КЛ-10кВ, 2-х шт. от новой ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,37км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,22км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,15км;

10.1.4. Строительство КЛ-10кВ, 2-х шт. от новой ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 11841. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,22км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,13км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,09км;

10.1.5. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 1. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;

10.1.6. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 1. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 120кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;

10.1.7. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 2. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 70кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км;

10.1.8. Строительство КЛ-0,4кВ, 2-х шт., от вновь сооружаемых сборок НН РУ-0,4кВ новой ТП-10/0,4кВ до ВРЩ № 3. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ в траншее с благоустройством сечением 150кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,12км.

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. Существующие КЛ-10кВ направлением ТП-10/0,4кВ № 10973 - ТП-10/0,4кВ № 11841 вывести из эксплуатации.

10.3. Мероприятия, выполняемые ПАО «Россети Московский регион» по обеспечению учета электрической энергии (мощности) с использованием приборов учета электрической энергии, в том числе включенных в состав измерительных комплексов:

10.3.1. Отсутствуют.

11. Заявителю выполнить:

11.1. Мероприятия, выполняемые Заявителем и необходимые для осуществления технологического присоединения:

11.1.1. Предоставить земельный участок для размещения новой ТП-10/0,4кВ ПАО «Россети Московский регион» на свободной от инженерных коммуникаций площадке;

11.1.2. Строительство новых ВРЩ 0,4кВ Заявителя № 1, № 2, № 3 (параметры и место установки оборудования определить проектом). Нагрузку ИТП подключать от ВРЩ № 1 жилой части;

11.1.3. Нагрузку равномерно распределить (в рамках границ балансовой принадлежности);

11.1.4. Запрещается установка перемычек в сооружаемых ВРЩ 0,4кВ. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети 0,4кВ Заявителя, работающих раздельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме.

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. Выполнить мероприятия по организации учета электроэнергии по вновь сооружаемым (реконструируемым) объектам в соответствии с требованиями раздела 10 Постановления Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 года, а также в соответствии с информацией, указанной в типовых технических решениях по организации учета электроэнергии, размещенной на сайте ПАО «Россети Московский регион» (http://utp.rossetimr.ru/).

11.4. 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)

11.5. 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»

11.6. 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».

11.7. 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 ПАО «Россети Московский регион» при участии Заявителя и после подписания акта осмотра (обследования).

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
b594119a
Директор департамента инженерного обеспечения технологического присоединения филиала ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети
С.С.Горностаев

Общество с ограниченной ответственностью

«ЭнергоСнабСервис»

Юридический адрес: 115191, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Даниловский, пер. Гамсоновский, д. 2, стр. 2 ИНН 7733224484 КПП 772601001 ОГРН 1157746187719
Телефон/факс: (495) 495 259-52-12 E-mail: e-snabservis@yandex.ru

Исх. ***№ 25-ПО-347.1***

от ***«05» августа 2025***

И.о. Заместителя директора по капитальному строительству ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети

Челнакову А.И.

О согласовании проектных решений

Уважаемый Андрей Игоревич!

ООО "ЭнергоСнабСервис", являясь субподрядной организацией, выполняет комплекс проектно-монтажных работ по договору 306674/ПС-23 для объекта по титулу: «**Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж.ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион**», работы ведутся в строгом соответствии с Техническими условиями № И-23-00-162984/102/МС.

Прошу Вас рассмотреть и согласовать после устранения замечаний:

Том 1.2 965 НЛБ-8/24-ТМ «Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ».

Генеральный директор **А.П. Козловский**

Исп.: Шмелева Татьяна Ивановна
Моб.:8 (966) 116-85-29
E-mail: e-snabservis@yandex.ru

РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ РЕГИОН

Филиал ПАО «Россети Московский регион» -
Московские кабельные сети

Российская Федерация, 115035,
г. Москва, ул. Садовническая, д. 36
Тел.: +7 (495) 669 0300
mks@rossetimr.ru, www.rossetimr.ru

от 08 АВГ 2025 № ЛКС/04/19457
на №25-ПО-347.1 от 05.08.2025

Ведущему инженеру-
проектировщику
ООО "ЭнергоСнабСервис"

А.Н. Булгаковой

И. о. заместителя директора по
капитальному строительству
филиала Московские кабельные сети

А.И. Челнакову

**О согласовании РД
по титулу Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 (0,8 МВА; 2,14 км; 14 шт.(РУ); 240 п.м.; 2 шт.(прочие))**

Уважаемая Анна Николаевна!

Рассмотрев электронную версию рабочей документации «965 НЛБ-8/24-ТМ Телемеханика в ТП-10/0,4кВ с функциями УСПД и включением в АИИСКУЭ» по титулу: Строительство ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х400кВА, 4КЛ-10кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ТП-10/0,4кВ № 10973, ТП-10/0,4кВ № 11841, 8КЛ-0,4кВ от сооруж. ТП-10/0,4кВ до ВРЩ-0,4кВ № 1-3, в т.ч. ПИР: г.Москва, 3-й Нижнелихоборский пр-д, влад.5, стр.1 (0,8 МВА; 2,14 км; 14 шт.(РУ); 240 п.м.; 2 шт.(прочие)), сообщаю, что ыилиал ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети согласовывает представленную документацию.

Дополнительно сообщаю, что необходимо обеспечить передачу данных с приборов учета на сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети.

Первый заместитель директора –
главный инженер А.А. Клинков

Р.В. Муратов
(499)481-66-00, 2102

0 014059 029806