

ООО «СК СИСТЕМА»

Член СРО "СОВЕТ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ"
(регистрационный №П-011-007727803780-0785 от 30.06.2017г.)

**«Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА,
4КЛ-10кВ от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП №
24874 А и Б до ТП № 24873 А и Б, 8КЛ-0,4кВ от новой ТП
луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета
э/э - 10 шт., в т.ч. ПИР: г.Москва, ул.Петра Романова,
вл.10 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети
Московский регион»»**

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1

**«Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения»**

Часть 1

Телемеханика и учёт ЭЭ с включением в АИИС КУЭ

72-СК-16/22-ТМ

Том 1.3

ООО «СК СИСТЕМА»

Член СРО "СОВЕТ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ"
(регистрационный №П-011-007727803780-0785 от 30.06.2017г.)

**«Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА,
4КЛ-10кВ от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП № 24874
А и Б до ТП № 24873 А и Б, 8КЛ-0,4кВ от новой ТП луч А
и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета э/э -
10 шт., в т.ч. ПИР: г.Москва, ул.Петра Романова, вл.10 для
нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский
регион»»»**

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1

**«Технологические и конструктивные решения
линейного объекта. Искусственные сооружения»**

Часть 1

**Телемеханика и учёт ЭЭ с включением в АИИС КУЭ
72-СК-16/22-ТМ**

Том 1.3

Генеральный директор
ООО «СК СИСТЕМА»

«___» _____ 2024 г.
Миронов С.С.


Главный инженер проекта
ООО «СК СИСТЕМА»

«___» _____ 2024 г.
Саттаров Э.Я.

2024 г.

7727803780-20240722-0918

(регистрационный номер выписки)

22.07.2024

(дата формирования выписки)

ВЫПИСКА

из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), осуществляющем подготовку проектной документации:

Общество с ограниченной ответственностью "СК СИСТЕМА"

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1137746351918

(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	7727803780
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью "СК СИСТЕМА"
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО "СК СИСТЕМА"
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	140070, Россия, Московская область, г. Люберцы, р.п. Томилино, ул. Гаршина, д. 11, этаж 8, помещ. 8, 11, 12, 13
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Ассоциация в области архитектурно-строительного проектирования «Саморегулируемая организация «СОВЕТ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ» (СРО-П-011-16072009)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	П-011-007727803780-0785
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	30.06.2017
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	

2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:

2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 30.06.2017	Нет	Нет



3. Компенсационный фонд возмещения вреда

3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Третий уровень ответственности (не превышает триста миллионов рублей)
3.2	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства	

4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств

4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	04.09.2017
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Четвертый уровень ответственности (составляет триста миллионов рублей и более)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	02.03.2023
4.4	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	

5. Фактический совокупный размер обязательств

5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	554337119 руб.
-----	--	----------------

Руководитель аппарата



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: Кожуховский Алексей Олегович
123056, г. Москва, ул. 2-я Брестская, д. 5

СЕРТИФИКАТ 0402FE9100C0B0148D4019113D8DEA876F

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: С 20.11.2023 ПО 20.11.2024

А.О. Кожуховский





АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ
НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ -
ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ
«НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ,
ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ
ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА
ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ»

РУКОВОДИТЕЛЬ АППАРАТА

ул. Новый Арбат, дом 21, Москва, 119019,
тел. (495) 984-21-34, факс (495) 984-21-33,
www.nopriz.ru, e-mail: info@nopriz.ru
ОКПО 42860946, ОГРН 1157700004142
ИНН / КПП 7704311291 / 770401001

Саттаров Эдуард Ядуллаевич



**УВЕДОМЛЕНИЕ
о включении сведений
в Национальный реестр специалистов
в области инженерных изысканий
и архитектурно-строительного проектирования**

Настоящим уведомляем о том, что сведения о специалисте: Саттаров Эдуард Ядуллаевич, адрес места жительства(регистрации): 142121, г. Подольск, Ленинградский проезд, д. 7, кв. 41 – включены в Национальный реестр специалистов в области инженерных изысканий и архитектурно-строительного проектирования.

Сведения размещены на официальном сайте Национального объединения изыскателей и проектировщиков в сети «Интернет»: <https://www.nopriz.ru>, в разделе «Национальный реестр специалистов в области инженерных изысканий и архитектурно-строительного проектирования».

Записи присвоен идентификационный номер – П-052102.



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ИЗЫСКАТЕЛЕЙ И
ПРОЕКТИРОВЩИКОВ» «НОПРИЗ»

СЕРТИФИКАТ 00 e1 03 6e 1b 07 e0 f6 b0 e9 11 15 a3 a9 e8 f5 b3

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: С 10.07.2019 ПО 10.07.2020

от 14 АВГ 2024 № МКС/01/16218
на №СК-24-3154 от 06.08.2024

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

Главному инженеру проекта
ООО "СК СИСТЕМА"

И.А. Шаткову

Заместителю директора по
капитальному строительству
филиала Московские кабельные сети

А.А. Самсонову

О согласовании РД
по титулу Строительство новой ТП-
10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4КЛ-10кВ
от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП
№ 24874 А и Б до ТП №24873 А и Б,
8КЛ-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до
ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков
учета э/э - 10 шт., в т.ч. ПИР: г.Москва,
ул.Петра Романова, вл.10 (1,26 МВА;
2,4 км; 14 шт.(РУ); 240 п.м.; 10 т.у.; 2
шт.(прочие))

Уважаемый Иван Александрович!

Рассмотрев электронную версию рабочей документации «72-СК-16/22-ТМ Телемеханика и учёт ЭЭ с включением в АИИС КУЭ» по титулу: Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4КЛ-10кВ от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП № 24874 А и Б до ТП №24873 А и Б, 8КЛ-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета э/э - 10 шт., в т.ч. ПИР: г.Москва, ул.Петра Романова, вл.10 (1,26 МВА; 2,4 км; 14 шт.(РУ); 240 п.м.; 10 т.у.; 2 шт.(прочие)), сообщаю, что филиал ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети согласовывает представленную документацию.



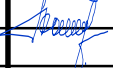
И.о. первого заместителя директора –
главного инженера



Е.И. Мироненко

В.Е. Усов
(495)668-22-28, 37-01









Перв. примен.												
		Содержание										
		Лист	Наименование					Примечание				
		1	Общие данные									
		2	Ведомость разделов рабочей документации									
Справ. №												
Подпись и дата		Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих норм и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию при соблюдении предусмотренных мероприятий.										
		Должность					Фамилия		Подпись		Дата	
		Гл. инженер проекта					Саттаров					
Инв. № дубл.												
Взам. инв. №												
Подпись и дата												
Инв. № подл.							72-СК-16/22-ТМ ТП					
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
		Разраб.	Хвоцев				Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл.10					
		ГИП	Саттаров									
						Стадия	Лист	Листов				
						Р	1	3				
						ООО "СК СИСТЕМА"						

[illegible]

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
	<u>Прилагаемые документы</u>	
Приложение 1	Технические условия	
Приложение 2	Однолинейная схема подстанции	
Приложение 3	Компоновка оборудования подстанции	
Приложение 4	Перечень точек учёта	
Приложение 5	Заключение аттестационной комиссии	№ ИПД-6/22 от 28.01.2022
Приложение 6	Заключение аттестационной комиссии	№ ППД-86/21 от 02.12.2021
Приложение 7	Заключение аттестационной комиссии	№ ПП-49/21 от 13.07.2021
Приложение 8	Сертификат соответствия	№ ЕАЭС RU C-RU.HP15.B.00540/20 RU №0257274
Приложение 9	Лицензия на деятельность по разработке и производству средств защиты конфиденциальной информации	КИ 0269 № 013509
Приложение 10	Лицензия на осуществление разработки и производства средств защиты	/СЗ № 0015122 Рег. № 16434 Н
Приложение 11	Сертификат IEC 61850	№ 10057347-INC 17-2443
Приложение 12	Свидетельство об утверждении типа средств измерений	RU.C.33.004.A № 64392
Приложение 13	Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	№ 2012619552

Перв. примен.	Оглавление																																								
	1.	Общие положения.....	2																																						
	1.1	Наименование системы.....	2																																						
	1.2	Основание для разработки.....	2																																						
	1.3	Разработчик системы.....	2																																						
	1.4	Стадия проектирования.....	2																																						
	1.5	Сроки выполнения работ.....	2																																						
	1.6	Цели, назначение и область использования.....	2																																						
	1.7	Соответствие проекта действующим правилам и нормам.....	2																																						
	1.8	Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании.....	3																																						
	2	Описание процесса деятельности.....	5																																						
	2.1	Описание проекта автоматизации.....	5																																						
	2.2	Трансформаторные подстанции блочного типа с КРУ 6–20кВ и АВР по стороне высокого напряжения.....	5																																						
	2.3	Трансформаторные подстанции блочного типа с КРУ 6–20кВ и АВР по стороне 0,4кВ.....	5																																						
	2.4	Описание организационной структуры.....	6																																						
	2.5	Описание процесса деятельности.....	6																																						
	2.5.1	Организация контроля функционирования силового оборудования.....	6																																						
	2.5.2	Организация учёта электроэнергии.....	7																																						
	2.5.3	Организация контроля ПКЭ.....	7																																						
	3	Основные технические решения.....	8																																						
	3.1	Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.....	8																																						
	3.1.1	Решения по структуре системы автоматизации.....	8																																						
	3.1.2	Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.....	9																																						
	3.1.3	Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение её совместимости.....	10																																						
	3.2	Решения по режимам функционирования системы телемеханики.....	10																																						
	3.2.1	Функционирование системы автоматизации ТП в нормальном режиме.....	10																																						
	3.2.2	Пуск и останов подсистемы телемеханики.....	10																																						
	3.2.3	Пуск и останов подсистемы учёта.....	10																																						
	3.2.4	Функционирование системы в режиме аварии электропитания.....	11																																						
	3.2.5	Функционирование при обрыве каналов передачи данных.....	11																																						
	3.2.6	Регламент функционирования ИВК ПАО «Россети Московский регион».....	11																																						
	3.3	Описание основных функций автоматизации подстанции.....	12																																						
	3.3.1	Телеуправление.....	12																																						
	3.3.2	Телесигнализация.....	13																																						
	3.3.3	Измерение электрических параметров.....	14																																						
	3.3.4	Учёт электроэнергии.....	14																																						
	3.3.5	Контроль параметров качества электроэнергии.....	15																																						
	3.3.6	Обеспечение информационной безопасности.....	16																																						
	3.4	Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте.....	20																																						
	3.4.1	Общие сведения о ПТК.....	20																																						
	3.4.2	Структура комплекса технических средств ТП.....	20																																						
	3.4.3	Основные характеристики УСПД.....	20																																						
	3.4.4	Основные характеристики модулей телемеханики TOPAZ TM MTU5-Pr.....	22																																						
	3.4.5	Решения по электропитанию технических средств телемеханики.....	22																																						
	3.4.6	Заземление технических средств ТМ.....	23																																						
	3.4.7	Решения по размещению технических средств на объекте.....	23																																						
	3.4.8	Решения по защите от несанкционированного доступа.....	24																																						
	3.5	Решения по составу информации и способам её организации.....	25																																						
	3.5.1	Организация сбора и передачи информации.....	25																																						
	3.5.2	Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта.....	25																																						
	3.5.3	Решения по составу информации при обмене данными с ЦППС МКС.....	26																																						
	3.5.4	Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучёт».....	28																																						
	3.6	Решения по составу программного обеспечения.....	31																																						
	3.6.1	Описание программного обеспечения КТС.....	31																																						
	3.6.2	Описание специализированного ПО.....	31																																						
	4	Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в эксплуатацию.....	34																																						
	4.1	Объектная привязка.....	34																																						
	4.2	Порядок проведения совместных испытаний комплекса телемеханики и устройства АВР 6–20кВ.....	34																																						
Справ. №																																									
Подпись и дата																																									
Инф. № дубл.																																									
Взам. инф. №																																									
Подпись и дата																																									
Инф. № подл.																																									
<table><tr><td>Изм.</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td><td rowspan="2">72–СК–16/22–ТМ ПЗ</td></tr><tr><td>Разработал</td><td>Хвощев</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>ГИП</td><td>Самтаров</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>						Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	72–СК–16/22–ТМ ПЗ	Разработал	Хвощев				ГИП	Самтаров																							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	72–СК–16/22–ТМ ПЗ																																				
Разработал	Хвощев																																								
ГИП	Самтаров																																								
<table><tr><td colspan="3">Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл.10</td><td>Стадия</td><td>Лист</td><td>Листов</td></tr><tr><td colspan="3"></td><td>Р</td><td>1</td><td>34</td></tr><tr><td colspan="3">Пояснительная записка</td><td colspan="3">ООО "СК СИСТЕМА"</td></tr></table>						Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл.10			Стадия	Лист	Листов				Р	1	34	Пояснительная записка			ООО "СК СИСТЕМА"																				
Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл.10			Стадия	Лист	Листов																																				
			Р	1	34																																				
Пояснительная записка			ООО "СК СИСТЕМА"																																						

1. Общие положения.

1.1 Наименование системы.

Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу:
г. Москва, ул. Петра Романова, вл.10

1.2 Основание для разработки.

Технические условия.

1.3 Разработчик системы.

ООО "СК СИСТЕМА"

1.4 Стадия проектирования.

Рабочая документация.

1.5 Сроки выполнения работ.

2024 год.

1.6 Цели, назначение и область использования.

Целью настоящего проекта является разработка следующих решений:

- Разработка типовых решений по построению систем базовой автоматизации трансформаторных подстанций (ТП) среднего напряжения.
- Разработка типовых решений по подключению счётчиков электрической энергии к комплексу 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, разработанных и опробованных в рамках реализации пилотного проекта «Цифровой РЭС МКС на базе 8 и 19 РЭР УКС СЗО МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион», с учетом опыта, полученного в процессе эксплуатации данных систем, а также с учетом изменившихся требований к объему информации.

Настоящая система базовой ТМ и АИИСКУЭ предназначена для осуществления автоматизированного контроля доступа в помещение ТП, и контроля основных параметров о состоянии основного электрооборудования ТП, срабатывания датчиков обнаружения повреждения силовых линий, контроля качества электрической энергии, а также для сбора информации и потребления 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 реконструкции или строительства. В связи с этим, в графической части документации представлены все принципиально важные технические решения, не подлежащие изменению 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 действующим правилам и нормам.

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

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

- Оборудование телемеханики соответствует требованиям, установленным к измерительным и управляющим комплексам в ГОСТ 24.104–85.
- Устройства телемеханики, применяемые в проекте имеют сертификат соответствия ГОСТ IEC 60870–4–2011 и соответствует следующим техническим требованиям: Класс безотказности – R3, Класс готовности А3, Класс ремонтпригодности М4, Класс времени ремонта RT4, Класс достоверности данных I3 (вероятность появления неоправданных ошибок – не выше 10^{-14})
- Программное обеспечение комплекса имеет соответствующее свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.
- Технические решения соответствуют требованиям «Правила устройства электроустановок» (Госэнергонадзор, 7-е изд., Дополненное с исправлениями. «Энергосервис», 2009 г.).
- Предусмотрено защитное заземление нетоковедущих частей оборудования и корпусов технических средств в соответствии с ГОСТ 12.1.030.
- Оборудование передачи данных, устанавливаемое на подстанции соответствует ГОСТ Р МЭК 61850–3–2005.
- 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
- Протокол обмена данными с приборами учета электрической энергии соответствует спецификации СПОДЭС
- Протоколы обмена данными с вышестоящими уровнями соответствуют спецификациям ГОСТ Р МЭК 60870–5–104–2006 и IEC 61850–8.1 (MMS)
- Методы измерения показателей качества электроэнергии соответствуют ГОСТ Р 30804.4.30–2013.
- Устройства сбора и передачи данных (УСПД) и приборы учёта соответствуют требованиям СТО 34.01–5.1–010–2019
- 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».
- Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России №131 от 30.07.2018 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗИ и СОБИТ»

1.8 Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании.

- СТО 34.01–21–005–2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4 – 220кВ. Стандарт организации «ПАО» РОССЕТИ».
- 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.
- 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».
- ГОСТ Р МЭК 61850–5–2011 Сети и системы связи на подстанциях.
- СТО 34.01–5.1–009–2019. Приборы учёта электроэнергии. общие технические требования
- ГОСТ 24.104–85. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- ГОСТ 24.601–86. Автоматизированные системы управления. Стадии создания.
- ГОСТ 24.602–86. Автоматизированные системы управления. Состав и содержание работ по стадиям создания.
- ГОСТ 26.205–88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия.
- ГОСТ Р МЭК 870–1–1–93. Устройства и системы телемеханики. Основные положения.
- ГОСТ Р 21.1101–2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой)
- СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07–85

					72–СК–16/22–ТМ ПЗ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ГОСТ 24.104–85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- ГОСТ 34.601–90. Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- РД 50–34.698–90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
- ГОСТ 12.2.007.0–75 Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
- ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ГОСТ Р 51318.22–99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51841–2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования;
- ГОСТ Р 52069.0–2013 Защита информации. Система стандартов.

					72–СК–16/22–ТМ ПЗ	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Описание процесса деятельности.

2.1 Описание проекта автоматизации

Настоящим проектом предусматривается разработка универсального проектного решения для реализации базового объема телесигнализации автоматизации и функций АИИС КУЭ на трансформаторных подстанциях ПАО «Россети Московский регион». Оборудование системы автоматизации обеспечивает универсальное применение на всех типах трансформаторных подстанциях МКС.

Настоящим проектом предусматривается разработка технических решений для основных типов ТП, получивших наибольшее распространение при развитии распределительной сети МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион». Кроме того, предусматривается разработка технических решений для объектов, имеющих технологические или иные особенности (особенности компоновки оборудования, особенности размещения, и др.)

2.2 Трансформаторные подстанции блочного типа с КРУ 6–20кВ и АВР по стороне высокого напряжения.

При новом строительстве наибольшее распространение получили проходные и тупиковые двухлучевые трансформаторных подстанций, укомплектованных КРУ на базе моноблоков со следующими типовыми конфигурациями моноблоков, формирующих типовые однолинейные схемы (приложение 1, приложение 2):

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

Настоящие технические решения разрабатываются для конфигурации силового оборудования, не предусматривающей оснащение линейных выключателей нагрузки (ЛВН) моторными приводами. В случае, если ЛВН оснащены моторными приводами, рекомендуется применять типовые решения проектов, предусматривающих полный объем телемеханизации.

Все ячейки 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 (ВЗ), шинных разъединителей (ШР) и секционных разъединителей (СР) моторизованными приводами не комплектуются.

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 ИВКЭ, 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. 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 выполнению, 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».

2.3 Трансформаторные подстанции блочного типа с КРУ 6–20кВ и АВР по стороне 0,4кВ.

В случае реализации АВР на стороне низкого напряжения, типовая схема распределительного устройства высокого напряжения состоит из двух моноблоков, устанавливаемых соответственно помещениях луча А и луча Б подстанции. Устанавливаемый моноблок имеет, как правило, типовую конфигурацию, которая

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

обеспечивает присоединение двух внешних линий в каждом луче, линии, отходящей к силовому трансформатору, в каждом луче, а также организацию секционной перемычки.

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

Следует учесть, что на существующих объектах автоматизации моноблоки КРУ могут быть не оснащены моторными приводами и датчиками положения коммутационных аппаратов. В этом случае, при необходимости телемеханизации данных КРУ, необходимо предусмотреть указанные датчики при привязке конкретного объекта.

Для взаимного резервирования систем шин РУ-0,4 кВ, предусматривается организация АВР. Система АВР может быть реализована на базе типовых контакторных станций или на базе автоматических выключателей с функцией автоматизированного управления (оснащенных соответствующим приводом).

Для питания собственных нужд на ТП применяются различные типы ШПСН и ЯСН. При наличии на подстанции ШПСН, питание средств телемеханики рекомендуется осуществлять от ШПСН. При использовании для питания собственных нужд на ТП шкафов ЯСН или ЩСН, не имеющих специально предусмотренных для питания ТМ автоматических выключателей, питание средств ТМ и АИИСКУЭ следует осуществлять непосредственно от шин РУ-0,4 кВ с защитой цепей питания автоматическими выключателями с соответствующей отключающей способностью.

В качестве каналов связи трансформаторных подстанций с районным диспетчерским пунктом (РДП) применяются как прямые каналы передачи данных (волоконно-оптическая линия, цифровой канал, GPRS–Internet), так и транзитные каналы с передачей данных по технологии PLC (Power Line Communication) на промежуточный пункт сбора информации и дальнейшей передачей данных на РДП по прямым каналам связи.

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.

2.4 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 автоматизации осуществляется производственной службой СЭТМ МКС.

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

2.5 Описание процесса деятельности.

2.5.1 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.

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 места возникновения аварии и восстановления нормального режима электроснабжения потребителей.

2.5.2 Организация учёта 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.

2.5.3 Организация контроля ПКЭ.

Контроль параметров качества электроэнергии, в отсутствие 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 модуля автономного питания, обеспечивающие электропитание комплекса, достаточного для передачи сигналов о состоянии контролируемого оборудования в момент пропадания основного электропитания и корректное завершение работы оборудования комплекса.

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 базовой автоматизации подстанции делится на подсистемы в соответствии с выполняемыми функциями.

Комплекс включает в себя также оборудование для сбора информации в базовом объеме и программное обеспечение, обеспечивающее функционирование всех подсистем и функций автоматизации (например, функции восстановления АВР).

Подсистема телемеханики

Подсистема телемеханики реализует базовый набор функций ТМ.

Подсистема включает в себя источники измерительной и дискретной информации, модули телемеханики, выполняющие функции сбора и обработки информации и выдачи команд управления коммутационными аппаратами.

Обработку информации подсистемы телемеханики осуществляет сервер сбора, обработки и передачи данных TOPAZ DAS MX240. 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 телемеханики:

- Контроль основного и вспомогательного оборудования подстанции и охранную сигнализацию дверей;
- 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)).

Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии.

Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии выполняет функции уровня ИВКЭ системы АИИС КУЭ 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 распределенной функцией выполнения измерений для коммерческого учета.

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:

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Трансформаторы тока;
- Электронные счетчики электрической энергии.

На этом уровне осуществляется измерение потребленной/отпущенной электроэнергии и мощности счетчиками ЭЭ, отображение показаний счетчика на индикаторе и обеспечивается возможность передачи их на вышестоящие уровни.

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

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

Настоящим проектом предусматривается организация уровня ИБКЭ, включая организацию взаимосвязи с уровнем ИИК и передачу данных с УСПД трансформаторной подстанции на ИБК ПАО «Россети Московский регион». Функции УСПД выполняет комплект ИБКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ 1020.L» производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Комплект ИБКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ 1020.L», 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 ТОРАЗ IEC DAS MX 240, входящий в комплект ИБКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ 1020.L», 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 ИБК ПАО «Россети Московский регион». Передача данных на уровень ИБК 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 ИБК 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.

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.

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.3 Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение её 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.

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 беспроводному каналу связи.

Предоставление информации (вывод) осуществляется как в автоматическом режиме, так и по запросу эксплуатирующего персонала. Объем и способ вывода данных в различных режимах определяется разделом «Описание информационного обеспечения».

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 АИИС КУЭ 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 учёта.

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,

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 проверки, осуществляется в порядке, определенном п.14.9 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 невозможности 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 нарушении функционирования канала передачи данных, между контролируемым пунктом и оборудованием пункта управления, накопление и архивирование событий осуществляет контроллер ТМ и УСПД. 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 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 автоматизации подстанции.

3.3.1 Телеуправление.

Настоящим проектом предусматривается реализация функции автоматизированного восстановления схемы сработавшего АВР, после восстановления напряжения на питающих фидерах.

Данная функция предусматривает непосредственное управление коммутационными аппаратами ячеек КРУ, задействованных в схеме АВР.

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.

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;
- Вывод из работы устройства АВР;
- Ключ переключения режимов управления ячейкой (при наличии такового) должен быть в положении «Дистанция»;

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 ТОРАЗ 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 (K1 и K2) соединенных последовательно с силовым электронным ключом (K3). Канал управления RF (разрешение фиксации) использует комбинацию одного электромеханического реле (K4) соединенного последовательно с силовым электронным ключом (K5).

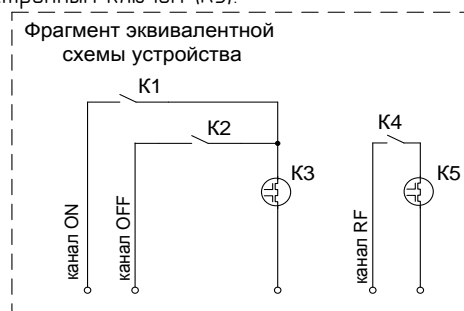


Рисунок 1.

При подаче любой команды ТУ в первую очередь происходит проверка каналов управления устройства (ON, OFF, RF), с исключением возможности выдачи управляющего воздействия на исполнительные 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 K1, следом с задержкой в 100 мс включается электронный ключ K3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «HWConfig» отключается электронный ключ K3 и с задержкой 150–200 мс отключаются электромеханические реле K1.

По команде "отключить", включаются электромеханическое реле K4 и K2, следом с задержкой в 100 мс включаются электронный силовой ключ K5 и еще через 100 мс включается электронный силовой ключ K3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «ТОРАЗ HVD3 Конфигуратор», отключаются оба электронных силовых ключа K3 и K5 и с задержкой в 150–200 мс отключаются электромеханические реле K2 и K4.

Управление выключателями нагрузки ячеек КРУ 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 ТОРАЗ ТМ МТУ-3-Pr. 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.

Функция восстановления схемы АВР реализуется в соответствии с алгоритмом, описанным в п. 3.6.

Сброс срабатывания указателей тока короткого замыкания (УТКЗ)

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.

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.

Для формирования потенциала уровня логической единицы используются специальные источники питания (24В) в составе модулей ТМ, полюса которых (+24В) выведены на внешние клеммы комплекта ИВКЭ, 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 меткой времени используются типы кадров 30 и 31 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5.

Системой ТМ 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.

Контроль положения коммутационных аппаратов. 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, передается на уровень диспетчерского управления в соответствии с протоколом МЭК-60870-5-104.

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 0,4кВ, счётчики электрической энергии подключаются к шинам сборки 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 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 Учёт 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/реактивной 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 ИВКЗ для системы учета энергоресурсов. Приборы учета обеспечивают передачу через интерфейс (Ethernet или RS-485) следующих параметров и данных:

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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.

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Каждый прибор, выполняющий функции ПКЗ 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 ПКЗ с формированием табличных форм отчета ПКЗ 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 (см. п. 1.21) и рекомендаций стандартов Международной Электротехнической Комиссии IEC 62351. 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 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, выполняющего функции межсетевого экранирования, маршрутизации и криптографической защиты передаваемых данных. Предусматривается установка следующего программного обеспечения со следующими основными функциями:

- ПО TOPAZ A/IG-D-CybSec – комплект программного обеспечения, реализующий функции информационной безопасности: брандмауэр уровней приложений (tcp-wrappers), Контроль целостности системы (afick), аудит безопасности системы (audit);
- ПО TOPAZ A/IG-D-Rout – программное обеспечение, реализующие настройку и взаимодействие устройств с ДП через криптозащищенный канал;
- ПО VipNet Client for Linux 4.x (KC2), P20 (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 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». Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России №131 от 30.07.2018 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗИ 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.

Итоговый адаптированный набор мер защиты информации для ТП представлен в табл. 1

Таблица 1.

	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 иницируемых ими процессов	Реализуется на уровне подсистемы идентификации и аутентификации ОС контроллеров «ТОРАЗ». 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 ТОРАЗ 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 ТОРАЗ (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 ТОРАЗ, 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 ТОРАЗ (ОС на базе Linux).
10	УПД.2	Реализация политик управления доступом	
11	УПД.4	Разделение полномочий (ролей) пользователей	

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация		
12	УПД.5	Назначение минимально необходимых прав и привилегий	Осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера TOPAZ		
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			
17	УПД.14	Контроль доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем	Организация возможности доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем осуществляется только через уровень ДП. В ТП осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера TOPAZ		
Защита машинных носителей информации (ЗНИ)					
18	ЗНИ.0	Разработка политики защиты машинных носителей информации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»		
19	ЗНИ.1	Учет машинных носителей информации			
20	ЗНИ.2	Управление физическим доступом к машинным носителям информации			
21	ЗНИ.5	Контроль использования интерфейсов ввода (вывода) информации на машинные носители информации			
22	ЗНИ.7	Контроль подключения машинных носителей информации	Реализация требований достигается путем ограничения доступа (в том числе физического) к портам ввода-вывода.		
23	ЗНИ.8	Уничтожение (стирание) информации на машинных носителях информации			
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 rtpd 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 (ОЦ/И)					
33	ОЦ/И.0	Разработка политики обеспечения целостности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»		
34	ОЦ/И.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		
			72-СК-16/22-ТМ ПЗ		Лист
					18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация		
			документов ПАО «РМР»		
36	ОДТ.4	Резервное копирование информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера TOPAZ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.		
37	ОДТ.5	Обеспечение возможности восстановления информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера TOPAZ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.		
38	ОДТ.6	Обеспечение возможности восстановления программного обеспечения при нештатных ситуациях	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур восстановления из резервных копий конфигурации контроллера TOPAZ и используемого программного обеспечения.		
39	ОДТ.8	Контроль предоставляемых вычислительных ресурсов и каналов связи	Реализуется в рамках процедур приемки системы в эксплуатацию и (или) в рамках технического обслуживания.		
		Защита технических средств (ЗТС)			
40	ЗТС.0	Разработка политики защиты технических средств и систем	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р.		
41	ЗТС.2	Организация контролируемой зоны	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р., обеспечением физических мер защиты, организации пропускного и внутриобъектового режима, использованием замков на электротехнических шкафах, боксах и т.п.		
42	ЗТС.3	Управление физическим доступом			
43	ЗТС.4	Размещение устройств вывода (отображения) информации, исключающее ее несанкционированный просмотр			
44	ЗТС.5	Защита от внешних воздействий			
45	ЗИС.0	Разработка политики защиты информационной (автоматизированной) системы и ее компонентов	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»		
46	ЗИС.1	Разделение функций по управлению (администрированию) информационной (автоматизированной) системой с иными функциями	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», а также функциями ОС и ПО TOPAZ по разделению функций пользователей и администраторов.		
47	ЗИС.2	Защита периметра информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ контроллера TOPAZ.		
48	ЗИС.3	Эшелонированная защита 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	Скрытие 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 поддержки 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			
			72-СК-16/22-ТМ ПЗ		Лист
					19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

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

3.4.1 Общие сведения о ПТК.

Базовая система ТМ и учета трансформаторной подстанции строится на базе ПТК «ТОPAZ», производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи» (г. Москва).

ПТК «ТОPAZ» 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».

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ТОPAZ IEC DAS» рекомендуется для применения на объектах ДЗО ПАО «РОССЕТИ» в составе информационно вычислительных комплексов в качестве устройства сбора и передачи данных (ЕСГЛ) на основании Заключения аттестационной комиссии № ПЗ-45/20.

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

ПТК «ТОPAZ» 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 400х500х200.

В качестве основного комплекта телемеханики применен комплект ИВКЭ «ТОPAZ КП ТП ИВКЭ 1020.L», производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи», в состав которого входит следующее оборудование:

- Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx100-E2Tx1000-R6-3GSM-TM с коммуникационными портами связи RS-485, Ethernet, GSM, с программным обеспечением для выполнения функций телемеханики и УСПД;
- Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU-5-Pr, осуществляющий функции телесигнализации и телеуправления;
- Блок питания TOPAZ PW220/24V50W-AC-DC осуществляющий электропитание комплекта ИВКЭ
- Преобразователь напряжения TOPAZ PW 24/12-5-3.3 24W-DC/DC осуществляющий резервное питание приборов учёта
- Модуль резервного электропитания TOPAZ TM 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 «ТОPAZ АЛГ-Д-КП-Л», устанавливаемый на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240, и обеспечивающий работу сервера на программном уровне.

Сборочный чертеж комплекта ИВКЭ «ТОPAZ КП ТП ИВКЭ 1020.L» и перечень элементов представлен на чертеже 72-СК-16/22-ТМ В0

3.4.3 Основные характеристики УСПД.

В таблице 2 приведены основные технические характеристики контроллеров TOPAZ IEC DAS MX240, используемых в качестве контроллеров подстанции.

Таблица 2. Характеристики контроллеров TOPAZ IEC DAS MX240

Наименование параметра	Значение
Общие параметры	
Способ крепления	DIN-рейка 35мм

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Наименование параметра					Значение
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, °С					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
Интерфейс Ethernet TX					
Количество портов в базовом варианте					2
Скорость передачи, Мбит/с					10/100/1000
Тип разъема					RJ-45 (8 кон.)
Возможности расширения *					До 8 независимых портов
Интерфейс RS-485					
Количество портов в базовом варианте					2
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
Разъем					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, Спарм, и другие) OPC UA MODBUS-Serial, MODBUS-TCP Протоколы счетчиков (СПОДЭС, Меркурий, СЭТ и другие)
Разработка пользовательских алгоритмов, алгоритмов блокировки, алгоритмов автоматического резервирования и автоматической реконфигурации сети,					Поддержка LUA, IEC 61131
Конфигурирование и просмотр текущих параметров					TOPAZ TM Builder, DBViewer, Web-server
Функции сетевого резервирования					PRP, HSR
					72-СК-16/22-ТМ ПЗ
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
					Лист
					21

3.4.4 Основные характеристики модулей телемеханики TOPAZ TM MTU5-Pr.

Для контроля и управления присоединениями распределительного устройства среднего напряжения применены модули телемеханики TOPAZ TM MTU5-Pr.

Основные технические характеристики указанных модулей представлены в таблице 3.

Таблица 3. Характеристики модуля TOPAZ TM MTU5-Pr.

Наименование параметра		MTU5
Каналы телесигнализации		
Число каналов		8
Напряжение на входе канала дискретного ввода, В		=/~ 5...220
Входное сопротивление, кОм	=/~ 5...48 В	0,5...9,6
	=/~ 48...100 В	16...50
	=/~ 100...220 В	50...220
Номинальное значение силы тока, мА	=/~ 5...48 В	5...10
	=/~ 48...100 В	2...3
	=/~ 100...220 В	1...3
Каналы дискретного контроля напряжения		
Число каналов		3
Контролируемое напряжение по каждой фазе (для ячейки КРУ через емкостной делитель), В		1...250
Входное сопротивление, МОм		3,6
Каналы телеуправления		
Число каналов		3
Тип реле		A
Напряжение нагрузки,		250 В переменного тока 350 В постоянного тока
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
Напряжение изоляции		2500 В
Время срабатывания, мс		0,1
Время отпускания, мс		0,1
Минимальный срок службы		100 000 срабатываний
Общие характеристики		
Напряжение питания, В		15-30
Ток потребления (при 24В), мА		100
Наличие цифрового интерфейса		RS-485
Скорость обмена данными по интерфейсу RS-485, бит/с		38400; 57600; 115200
Протокол обмена по интерфейсу RS-485		МЭК 870-5-101, Modbus RTU
Масса, кг, не более		0,5
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм		114,5 x 99 x 22,5

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 выключатель для питания электроприводов ячеек КРУ.

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.

При использовании для питания собственных нужд на ТП шкафов ЯСН или ЩСН, не имеющих специально предусмотренных для питания ТМ автоматических выключателей, питание средств ТМ и

АИISKУЭ следует осуществлять непосредственно от шин РУ-0,4 кВ с защитой цепей питания автоматическими выключателями с соответствующей отключающей способностью. Автоматические выключатели в этом случае устанавливаются в пластиковый бокс, устанавливаемый на стене в помещении РУ-0,4 кВ в непосредственной близости от сборки РУ-0,4 кВ.

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 30 секунд 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.

Выбор кабеля электропитания системы ТМ.

По условию длительно допустимого тока:

Для обеспечения питания системы ТМ используются блоки питания производства TOPAZ.

Номинальные значения входных параметров блока питания: $U_{ном} = 220 \text{ ВАС}$, $P_{ном} = 50 \text{ Вт}$. Номинальный ток питания системы телемеханики $I = 0.8 \text{ А}$

В соответствии с табл. 1.3.4 ПУЭ для протекания тока $I = 0.8 \text{ А}$ достаточно сечение проводника 0,5 мм².

По условию механической прочности:

Для меди жилы кабеля для присоединения под винт к зажимам панелей должны иметь сечение не менее 1,5 мм² (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 мм² 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 РЕ равным сечению фазного проводника, для питания системы телемеханики выбираем кабель в поливинилхлоридной изоляции ВВГнг-LS 3х1,5 мм².

3.4.6 Заземление технических средств ТМ.

Все внешние элементы технических средств АСУ, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1030–81 и «Правилами устройства электроустановок».

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала выполняются защитное заземление устройств системы ТМ. Заземление шкафа телемеханики выполняется путем присоединения системы заземления шкафа к шине заземления подстанции.

Сечение внешнего проводника для присоединения шкафа к контуру заземления принято в соответствии с решениями проекта по электротехнической (силовой) части. Сечение проводника принято 25 мм.кв., что соответствует п. 1.7.115 ПУЭ, и принято для заземления всех металлических конструкций данной электроустановки.

Сечение проводников, для соединения элементов конструкции электротехнического шкафа и внутренних элементов системы телемеханики, требующих заземления, выполнить проводом не менее 1,5 мм.кв., в соответствии с п. 1.7.126 ПУЭ.

Заземление экранов контрольных и интерфейсных кабелей выполнить с одной стороны – со стороны шкафа телемеханики.

3.4.7 Решения по размещению технических средств на объекте.

Для размещения оборудования телемеханики предусматривается электротехнический шкаф навесного исполнения размером не более 400х500х200 (ШхВхГ) с металлической монтажной панелью для установки оборудования. В шкафу устанавливается Сервер сбора, обработки и передачи данных, а также устройства ТМ

и система гарантированного электропитания системы телемеханики. Шкаф телемеханики устанавливается на стене в РУ среднего напряжения подстанции.

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все средства автоматизации и связи устанавливаются в помещениях подстанции в соответствии с чертежами 72-СК-16/22-ТМ С7.

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».

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 и приборы учета электрической энергии.

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 контроллере телемеханики подстанции.

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.

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 4. Точность обработки передаваемой телеинформации.

№	Наименование параметра (группы параметров)	Единицы измерения	Точность обработки (округление)
1	Частота переменного тока в сети	Гц	0,01 (два знака после запятой)
2	Напряжение на шинах РУ НН	В	0,1 (один знак после запятой)
3	Сила тока нагрузки	А	0,1 (один знак после запятой)
4	Температура в помещении РУ	°С	0,1 (один знак после запятой)
6	Активная мощность нагрузки	кВт	0,1 (один знак после запятой)
7	Реактивная мощность нагрузки	кВАР	0,1 (один знак после запятой)
8	Полная мощность нагрузки	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 CP56Время2а 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 составу информации при обмене данными с ЦППС МКС.

База данных системы АСТУ формируется на серверах диспетчерского пункта.

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.

Структура данных телемеханики ТП представлена в виде таблиц телесигналов и телеуправлений.

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. Для каждого не задействованного входа устройств телемеханики предусмотрен резерв в базе параметров.

Поскольку для трансформаторных подстанций не принята единой системы нумерации ячеек, в таблице сигналов принята система идентификаций контролируемых присоединений в соответствии со структурной схемой.

Перечень входных и выходных сигналов и данных представлен в таблице 5.

Типовой объем телеинформации для обмена с РДП МКС представлен в таблице 6.

Таблица 5. Перечень входных и выходных сигналов.

№	Наименование сигнала	Устрой-ство/адрес	Магистраль RS-485	Адрес устройства	Адрес элемента информации
1	ВВ ШВН А включен	MTU-5/ 1	1	1	1
2	ВВ ШВН А отключен	MTU-5/ 1	1	1	2
3	ЗР ШВН А включен	MTU-5/ 1	1	1	3
4	ВВ ВЭ Т-А включен	MTU-5/ 1	1	1	4
5	ВВ ВЭ Т-А отключен	MTU-5/ 1	1	1	5
6	ЗР ВЭ Т-А Включен	MTU-5/ 1	1	1	6
7	ВВ СР включен	MTU-5/ 1	1	1	7
8	ВВ СР отключен	MTU-5/ 1	1	1	8
9	АВР ШПСН-ВУ Луч А	MTU-5/ 1	1	1	9
10	Срабатывание 1-й ступени тепловой защиты Т-А*	MTU-5/ 1	1	1	10
11	Наличие питания АВ ЩТЗ Т-А*	MTU-5/ 1	1	1	11
12	ЗР СР включен	MTU-5/ 2	1	2	1
13	ВВ ШВН Б включен	MTU-5/ 2	1	2	2
14	ВВ ШВН Б отключен	MTU-5/ 2	1	2	3
15	ЗР ШВН Б включен	MTU-5/ 2	1	2	4
16	ВВ ВЭ Т-Б включен	MTU-5/ 2	1	2	5
17	ВВ ВЭ Т-Б отключен	MTU-5/ 2	1	2	6
18	ЗР ВЭ Т-Б включен	MTU-5/ 2	1	2	7
19	ВВ СВН включен	MTU-5/ 2	1	2	8
20	АВР ШПСН-ВУ Луч Б	MTU-5/ 2	1	2	9
21	Срабатывание 1-й ступени тепловой защиты Т-Б*	MTU-5/ 2	1	2	10
22	Наличие питания АВ ЩТЗ Т-Б*	MTU-5/ 2	1	2	11
23	ВВ СВН отключен	MTU-5/ 3	1	3	1
24	ЗР СВН включен	MTU-5/ 3	1	3	2
25	Срабатывание УТКЗ ЛВН 1А	MTU-5/ 3	1	3	3
26	Срабатывание УТКЗ ЛВН 2А	MTU-5/ 3	1	3	4
27	Срабатывание УТКЗ ЛВН 3А	MTU-5/ 3	1	3	5
28	Срабатывание УТКЗ ЛВН 1Б	MTU-5/ 3	1	3	6
29	Срабатывание УТКЗ ЛВН 2Б	MTU-5/ 3	1	3	7
30	Срабатывание УТКЗ ЛВН 3Б	MTU-5/ 3	1	3	8

№	Наименование сигнала	Устрой- ство/адрес	Магистраль RS-485	Адрес устройства	Адрес элемента информации
31	АВР Готов	MTU-5/ 3	1	3	9
32	Открыта дверь луча А	MTU-5/ 3	1	3	10
33	Открыта дверь луча Б	MTU-5/ 3	1	3	11
Телеуправление					
1	Запрет АВР (вывод АВР из работы)	MTU-5/ 1	1	1	51
2	Включить Выключатель нагрузки ШВН-А	MTU-5/ 1	1	1	52
3	Отключить Выключатель нагрузки ШВН-А	MTU-5/ 1	1	1	53
4	Включить Выключатель нагрузки ШВН-Б	MTU-5/ 3	1	3	51
5	Отключить Выключатель нагрузки ШВН-А	MTU-5/ 3	1	3	52
6	Отключить Выключатель нагрузки СВН	MTU-5/ 2	1	2	52
7	Включить Выключатель нагрузки СВН	MTU-5/ 2	1	2	51
Телеизмерения					
1	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза А)	Wh1	2	1	
2	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза В)	Wh1	2	1	
3	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза С)	Wh1	2	1	
4	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза А)	Wh1	2	1	
5	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза В)	Wh1	2	1	
6	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза С)	Wh1	2	1	
7	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза А)	Wh2	2	2	
8	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза В)	Wh2	2	2	
9	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза С)	Wh2	2	2	
10	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза А)	Wh2	2	2	
11	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза В)	Wh2	2	2	
12	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза С)	Wh2	2	2	

* – при наличии ЦТЗ на объекте

Таблица 6. Перечень телеинформации для обмена с РДП МКС.

№	Наименование сигнала	адрес МЭК-104	№ в базе ЦППС
1	АВР – АВР Готов	1	1
2	Дверь открыта (срабатывание при открывании хотя бы одной двери)	3	3
3	ЛВН1А-(Направление1)-Срабатывание УТКЗ	4	4
4	ЛВН2А-(Направление2)-Срабатывание УТКЗ	5	5
5	ЛВН3А-(Направление3)-Срабатывание УТКЗ	6	6
6	Срабатывание 1-ой ступени ТЗ Тр-ра №1	7	7
7	Наличие напряжение после Т-1.	11	11
8	ЛВН1Б-(Направление1)-Срабатывание УТКЗ	15	15
9	ЛВН2Б-(Направление2)-Срабатывание УТКЗ	16	16
10	ЛВН3Б-(Направление3)-Срабатывание УТКЗ	17	17
11	Срабатывание 1-ой ступени ТЗ Тр-ра №2	18	18
12	Наличие напряжение после Т-2.	23	23
13	Связь с модулем 1	51	51
14	Связь с модулем 2	52	52
15	Связь с модулем 3	53	53
Телеуправление			
16	Восстановить АВР (обеспечивает запуск алгоритма и формирование локальных сигналов управления ШВН и СВН)	3001	3001
Телеизмерения			
17	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза А)	1001	1001
18	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза В)	1002	1002
19	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза С)	1003	1003
20	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза А)	1004	1004
21	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза В)	1005	1005
22	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза С)	1006	1006
23	Мощность нагрузки активная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза А)	1007	1007
24	Мощность нагрузки активная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза В)	1008	1008
25	Мощность нагрузки активная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза С)	1009	1009
26	Мощность нагрузки реактивная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза А)	1010	1010
27	Мощность нагрузки реактивная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза В)	1011	1011
28	Мощность нагрузки реактивная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза С)	1012	1012
29	Мощность нагрузки полная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза А)	1013	1013
30	Мощность нагрузки полная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза В)	1014	1014
31	Мощность нагрузки полная на вводе РУ-0,4 кВ Луча А (фаза С)	1015	1015
32	Частота напряжения на вводе РУ-0,4 кВ Луча А	1016	1016

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

72-СК-16/22-ТМ ПЗ

Лист

27

№	Наименование сигнала	адрес МЭК-104	№ в базе ЦППС
33	Cos φ фазы А на вводе РУ-0,4 кВ Луча А	1017	1017
34	Cos φ фазы В на вводе РУ-0,4 кВ Луча А	1018	1018
35	Cos φ фазы С на вводе РУ-0,4 кВ Луча А	1019	1019
36	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза А)	1001	1001
37	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза В)	1002	1002
38	Напряжение на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза С)	1003	1003
39	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза А)	1004	1004
40	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза В)	1005	1005
41	Ток нагрузки на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза С)	1006	1006
42	Мощность нагрузки активная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза А)	1007	1007
43	Мощность нагрузки активная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза В)	1008	1008
44	Мощность нагрузки активная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза С)	1009	1009
45	Мощность нагрузки реактивная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза А)	1010	1010
46	Мощность нагрузки реактивная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза В)	1011	1011
47	Мощность нагрузки реактивная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза С)	1012	1012
48	Мощность нагрузки полная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза А)	1013	1013
49	Мощность нагрузки полная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза В)	1014	1014
50	Мощность нагрузки полная на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б (фаза С)	1015	1015
51	Частота напряжения на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б	1016	1016
52	Cos φ фазы А на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б	1017	1017
53	Cos φ фазы В на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б	1018	1018
54	Cos φ фазы С на вводе РУ-0,4 кВ Луча Б	1019	1019

3.5.4 Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучёт».

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 А+, R+ по сумме тарифов;
- энергия по А+, R+ по тарифу 1;
- энергия по А+, R+ по тарифу 2;
- энергия по А+, R+ по тарифу 3;
- энергия по А+, 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.

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.

					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- 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.

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 объема передаваемых данных, информация АИИС КУЭ передается 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 ТОРАЗ, производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

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

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

В состав комплекса ТОРАЗ 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 ТОРАЗ является ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Программное обеспечение ТОРАЗ 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 ТОРАЗ 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 ТОРАЗ 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.

Комплект ПО «ТОРАЗ АЛГ-Д-КП»

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

Настройками данного ПО определяются следующие параметры:

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

- Алгоритмы обработки аналоговых сигналов и счетчиков;
- Параметры сигналов телеуправления (длительность импульса, повтор, блокировка);
- Параметры архивного хранилища (объем данных, подлежащих архивированию на данном уровне, глубина хранения данных).

Комплект ПО «ТОPAZ АРМ-Д-КП»

Специализированное программное обеспечение «ТОPAZ АРМ-Д-КП» устанавливается на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240 из состава Комплекта УСПД и служит для обеспечения взаимодействия с оборудованием вышестоящего уровня. Комплект ПО «ТОPAZ 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.

Алгоритм взаимодействия комплекса телемеханики с АВР по высокому напряжению

Алгоритм взаимодействия определяет порядок и способы управления выключателями нагрузки моноблоков КРУ, 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. Схематически 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 комплекса 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 размыкает 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 КРУ, оперативных переключениях в схеме РУ ВН вручную. При переводе ключа АВР в положение «0» 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.

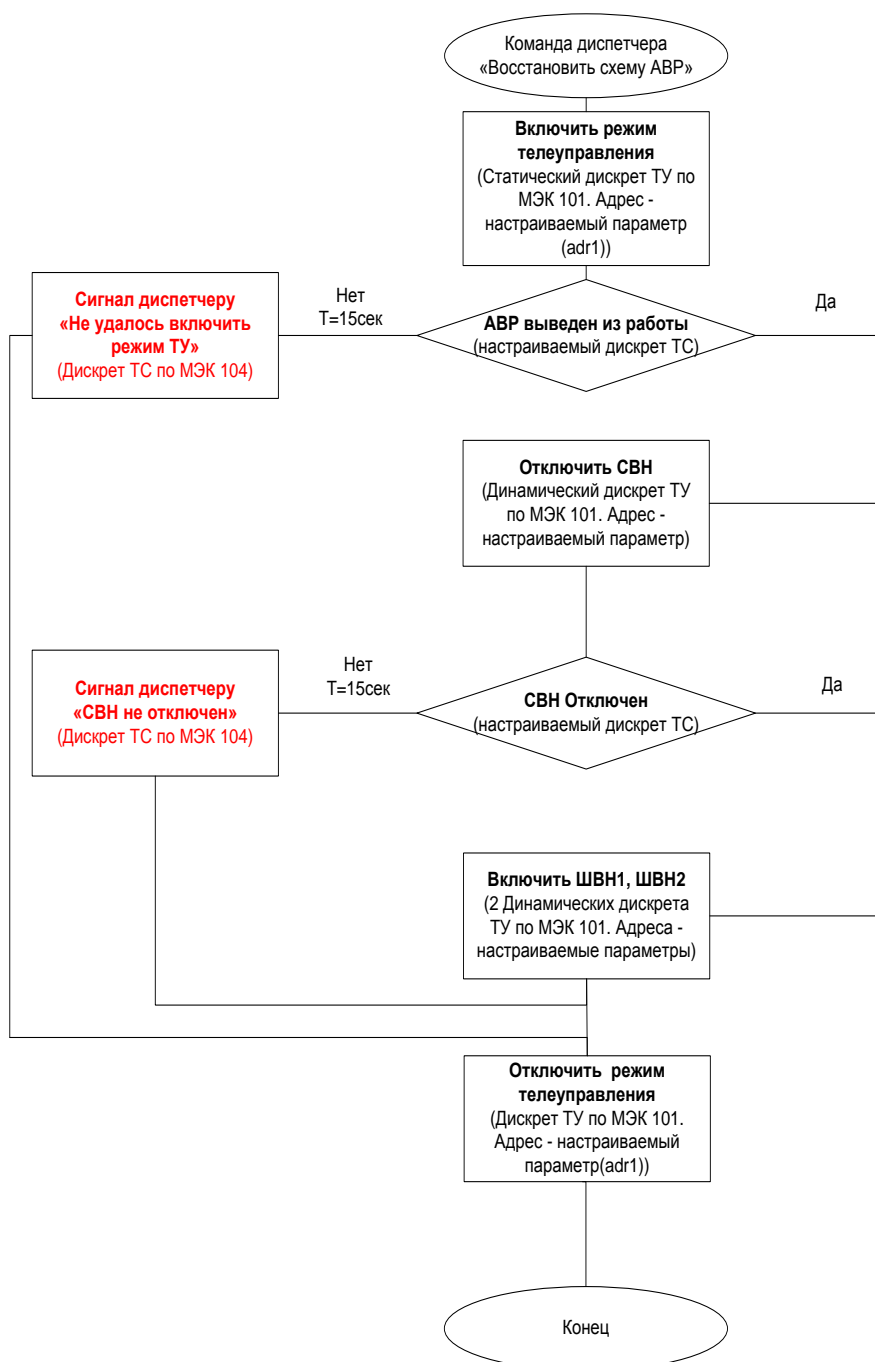
					72-СК-16/22-ТМ ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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–ТОРАЗ».



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

4.1 Объектная привязка.

При привязке решений настоящего типового проекта к конкретному объекту реконструкции или строительства, необходимо для каждого объекта проверять схемы компоновки оборудования в помещениях подстанций. Размещать проектируемое оборудование необходимо с учетом существующего на объекте оборудования. В соответствии со схемой размещения оборудования уточняются длины кабельных линий.

Уточняется количество приборов учета. При разработке проекта привязки должен быть составлен перечень точек учета, по форме НСИ для привязки в ИВК системы АИИС КУЭ «Энергоучет» – 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 «ОТК/Л», 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) Сигналами 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.

Перв. примен.		Обозначение	Кабель, провод			Трасса				
			Марка	Кол-во и сечение жил, шт x мм ²	Длина, м	Начало	Конец			
Справ. №		И1	КИПЭВнз(А)-LS	2x2x0,6	20	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Приборы учёта ввода РУ-0,4кВ			
		И2	КИПЭВнз(А)-LS	2x2x0,6	15	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Приборы учёта луча А			
		И3	КИПЭВнз(А)-LS	2x2x0,6	15	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Приборы учёта луча Б			
		П1	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	8	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	ШПСН-ВУФ луча А			
		П2	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	ШПСН-ВУФ луча Б			
		ТУ1	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	АВР 6-20кВ/ТУ			
		ТУ2	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Трансформаторный блок РУВН луч А			
		ТУ3	КВВГнз(А)-LS	7x1,5	18	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Трансформаторный блок РУВН луч Б			
		ТС1	МКШ	10x0,75	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Трансформаторный блок РУВН луч А			
		ТС2	МКШ	10x0,75	16	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Трансформаторный блок РУВН луч Б			
		ТС3	КВВГнз(А)-LS	4x1,5	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Кабельный блок РУВН луч А			
		ТС4	КВВГнз(А)-LS	4x1,5	8	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Кабельный блок РУВН луч Б			
		ТС5	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	АВР 6-20кВ/ТУ			
		ТС6	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	38	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Датчики дверей луч А			
	Подпись и дата		ТС7	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	28	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	Датчики дверей луч Б		
		ТС8	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	8	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	ШПСН-ВУФ луча А			
		ТС9	ВВГнз(А)-LS	3x1,5	10	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»	ШПСН-ВУФ луча Б			
Инв. № дубл.										
Взам. инв. №										
Подпись и дата										
Инв. № подл.		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	72-СК-16/22-ТМ КЖ Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл.10 Кабельный журнал	Стадия	Лист	Листов
		Разраб.	Хвощев					Р	1	1
		ГИП.	Саттаров							
ООО "СК СИСТЕМА"										

Организовать основной и резервный каналы связи GPRS до ТСПД МКС

МКС - филиал ПАО «Россети Московский регион»
Управление Телекоммуникаций и СДТУ
Начальник ОУС

11.07.2024 Дороненский А.В.

ИВК АИИС КУЭ Энергоучет - филиал ПАО «Россети Московский регион»

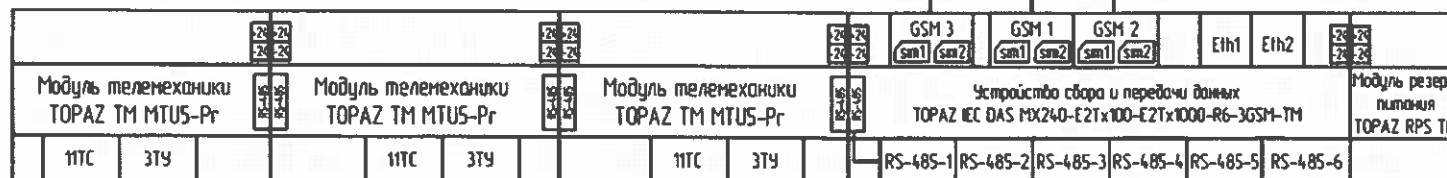
канал связи с ИВК «Энергоучет» - GSM/GPRS (Протокол ТП-Рисети)

Основной Канал передачи данных на РДП МКС (ИЭК 60870-5-104)

Резервный Канал передачи данных на РДП МКС (ИЭК 60870-5-104)

РДП МКС филиала ПАО «Россети Московский регион»

«Комплект ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»



Информация для производителя
ТОРАЗ DAS
1 E2R2-GSM-EDAS GSM
2 E2R4-EDAS GSM

Объем информационного обеспечения телемеханика

№	Наименование присоединения	Телеуп-робление	Сиг-нализация	Точ-ка	Ито-го
1	СР	—	ТС	ТС	—
2	ШВН А	2ТУ	—	ТС	ТС
3	ВЗ Т-1	—	ТС	ТС	ТС
4	ШР А	—	—	—	—
5	ЛВН 1А	—	ТС	—	—
6	ЛВН 2А	—	ТС	—	—
7	ЛВН 3А	—	ТС	—	—
8	ЛВН 3Б	—	ТС	—	—
9	ЛВН 2Б	—	ТС	—	—
10	ЛВН 1Б	—	ТС	—	—
11	ШР Б	—	—	—	—
12	ШВН Б	2ТУ	—	ТС	ТС
13	СВН	2ТУ	—	ТС	ТС
14	ВЗ Т-2	—	ТС	ТС	ТС
—	РУ-0,4кВ (А)	—	—	—	ЗТИ
—	РУ-0,4кВ (Б)	—	—	—	ЗТИ
—	АВР 6-20	ТУ	—	—	—

Общие сигналы

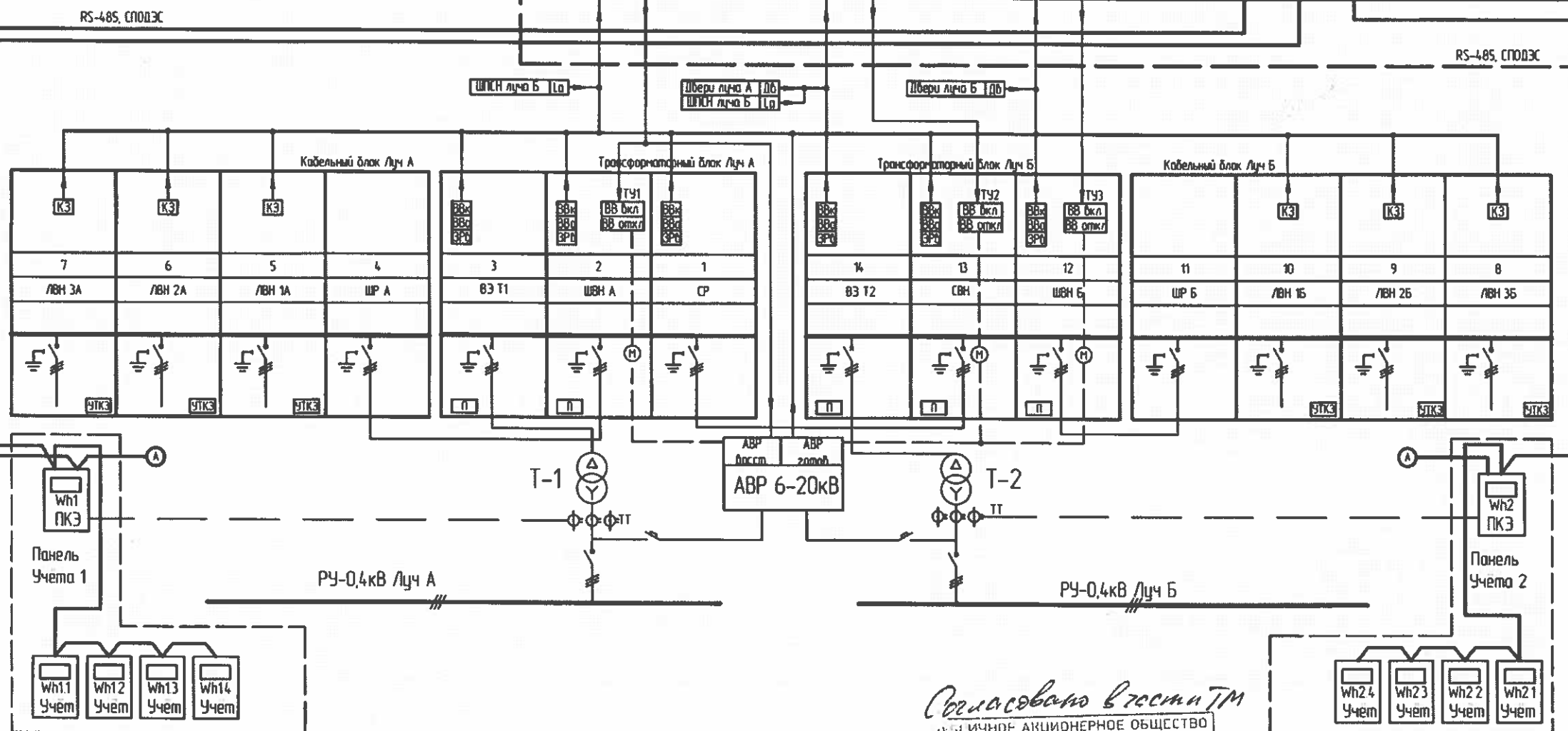
- 1 Сигнализация готовности АВР.
- 2 Сигнализация открытия дверей (луч А, луч Б).
- 3 Сигнализация срабатывания АВР ШПСН (луч А, луч Б).
- 4 Телеуправление сброс УТКЗ.

Общее кол-во сигналов

Телесигнализация	ТС	29
Телеуправление	ТУ	7
Телеизмерение	ТИ	12

Объем информационного обеспечения учета электроэнергии

Параметр	На 1 точку учета	Кол-во точек учета	Итого
ТИ	6	10	60
ТИ каб.	42	10	420
Вект. диаграмма	1	10	10



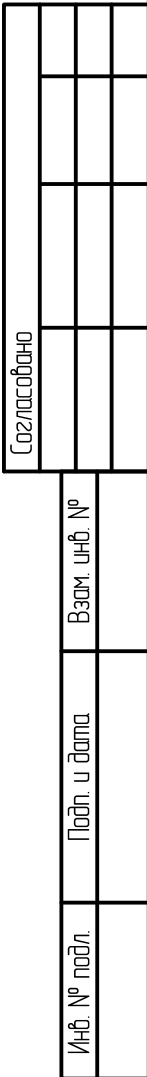
Согласовано в ТСПД ТМ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН»
Филиал Московские кабельные сети
Служба эксплуатации телемеханики (СЭТМ)
09.07.2024

Условные обозначения

- ТС ВВк - сигнализация положения выключателя нагрузки (включен).
- ТС ВВк - сигнализация положения выключателя нагрузки (отключен).
- ТС ЗР - сигнализация положения заземляющего разъединителя (включен).
- ТС КЗ - сигнализация срабатывания УТКЗ.
- ТС Ла - сигнализация наличия напряжения на фазе А ввода в ШПСН.
- ТС Дб - сигнализация открытия дверей ТП.
- ТС АВРз - сигнализация готовности АВР.
- ТУ ВВ Вкл - управление включением выключателя нагрузки.
- ТУ ВВ Откл - управление отключением выключателя нагрузки.
- ТУ АВР Восст - управление восстановлением АВР.
- ⊙ Моторный редуктор.
- Блок дополнительных контактов положения ВН и ЗР.
- УТКЗ Указатель тока короткого замыкания типа А1(а-М).

72-СК-16/22-ТМ С1				
Строительство наоб. ТП-10/0,4кВ с тр-ны 2х630кВА, 4КЛ-10кВ от наоб. ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП № 24874 А и Б до ТП № 24873 А и Б, ВКЛ-0,4кВ от наоб. ТП луч А и Б до ВРШ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета з/з - 10 шт, в тч ПИР з Москва, ул Петра Романова, вл 10 для нужд МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион»				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Дата
Разраб.	Хвощев			
Гип	Самаров			
Базовая система телемеханики и учета ЗЗ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: з Москва, ул Петра Романова, вл 10				
Схема структурная комплекса телемеханики и учета ТП				
Стадия			Лист	Листов
Р			1	1
ООО «СК СИСТЕМА»				

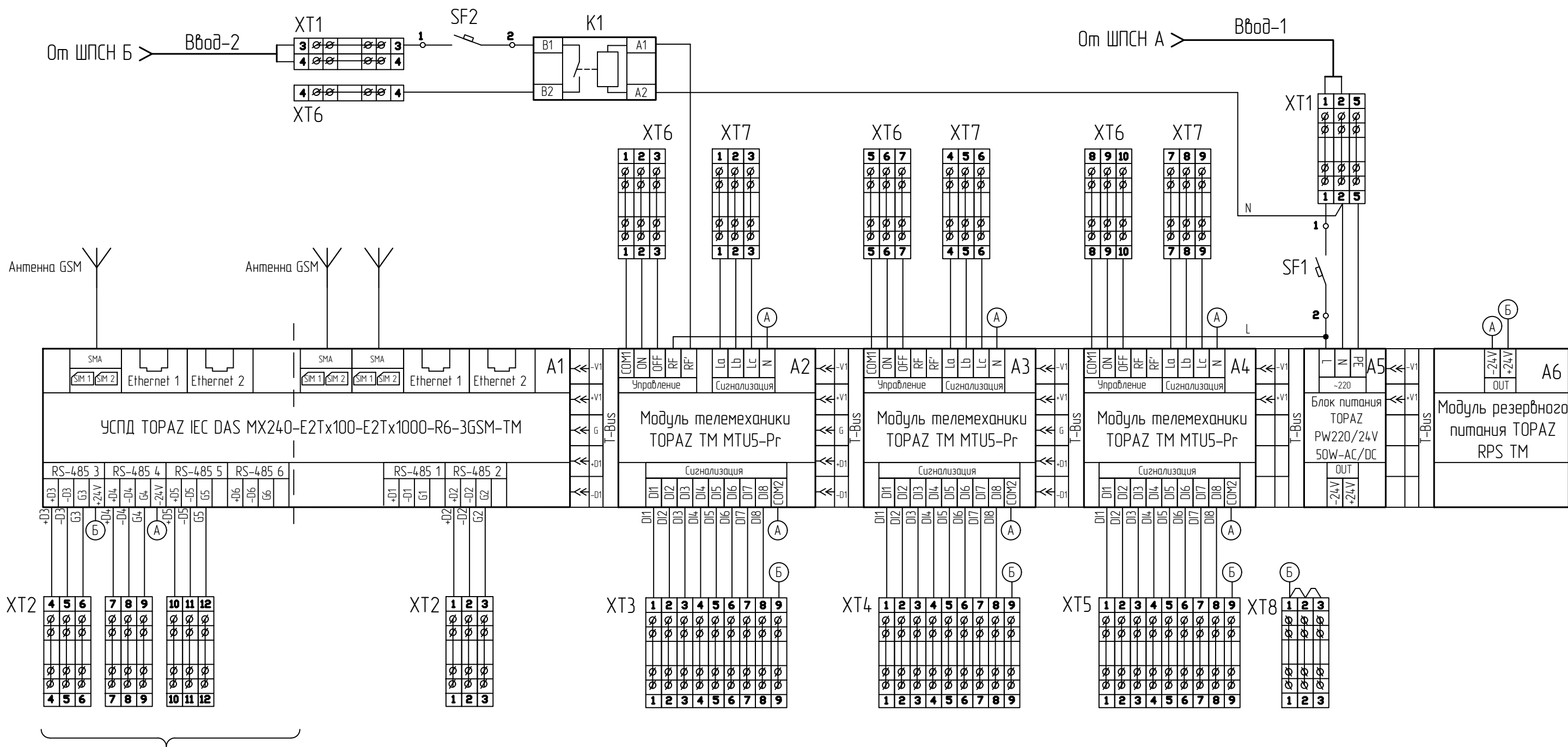
Формат А3



болт М8 для заземления шкафа ТМ

						72-СК-16/22-ТМ ВО			
						Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4КЛ-10кВ от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП № 24874 А и Б до ТП № 24873 А и Б, 8КЛ-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета з/э - 10 шт., в т.ч. ПИР: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10 для нужд МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион»			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10	Стадия	Лист	Листов
Разраб		Хвощев		<i>Хвощев</i>			Р	1	1
ГИП		Самтаров		<i>Самтаров</i>		Комплект ИВКЗ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЗ 1020.L». Сборочный чертеж	ООО "СК СИСТЕМА"		

Согласовано					
Инд. № подл.	Взам. инд. №	Подп. и дата			

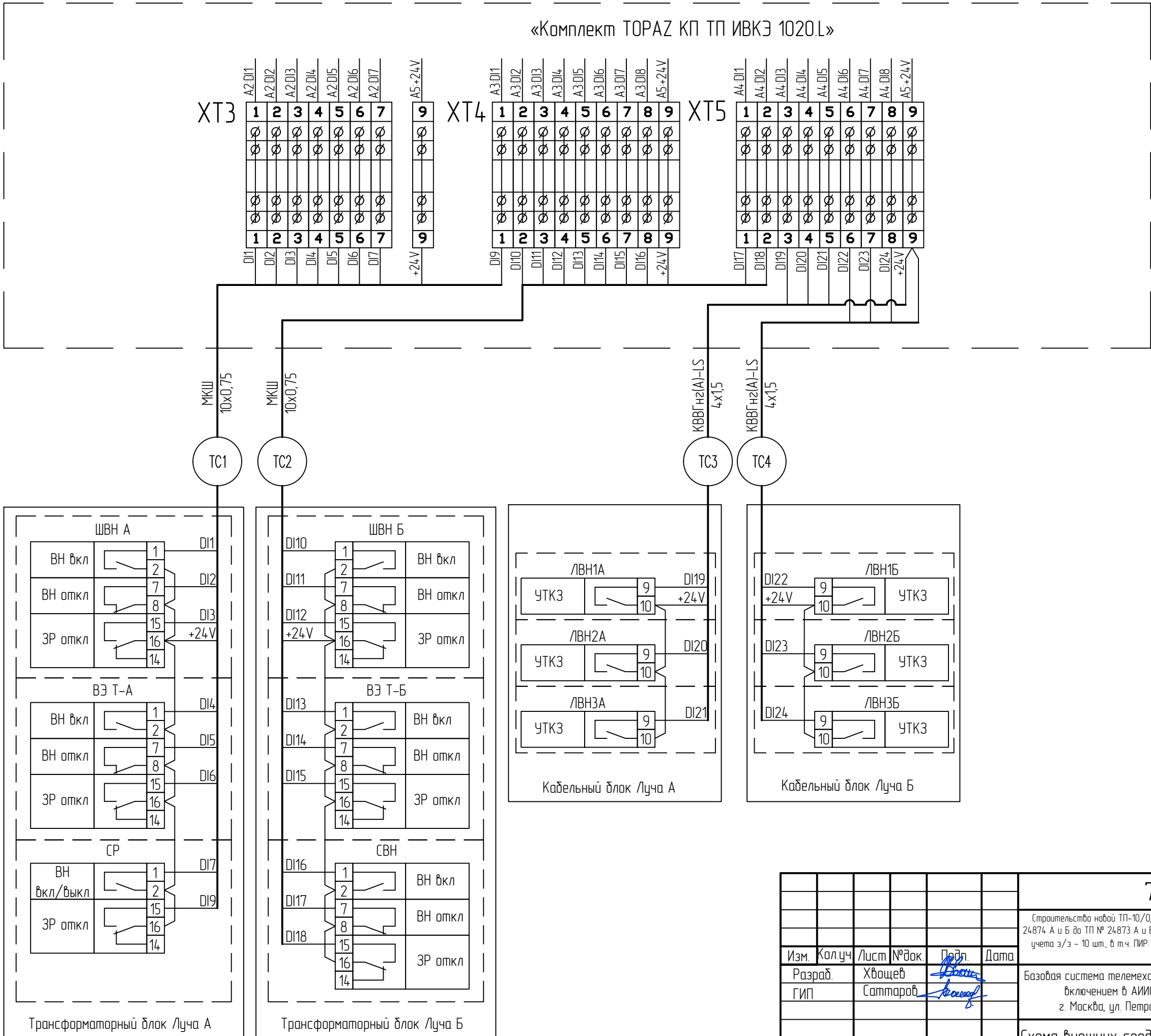


Не устанавливать T-bus на эту часть контроллера,

Примечание:
А – цепи питания -24V
Б – цепи питания +24V

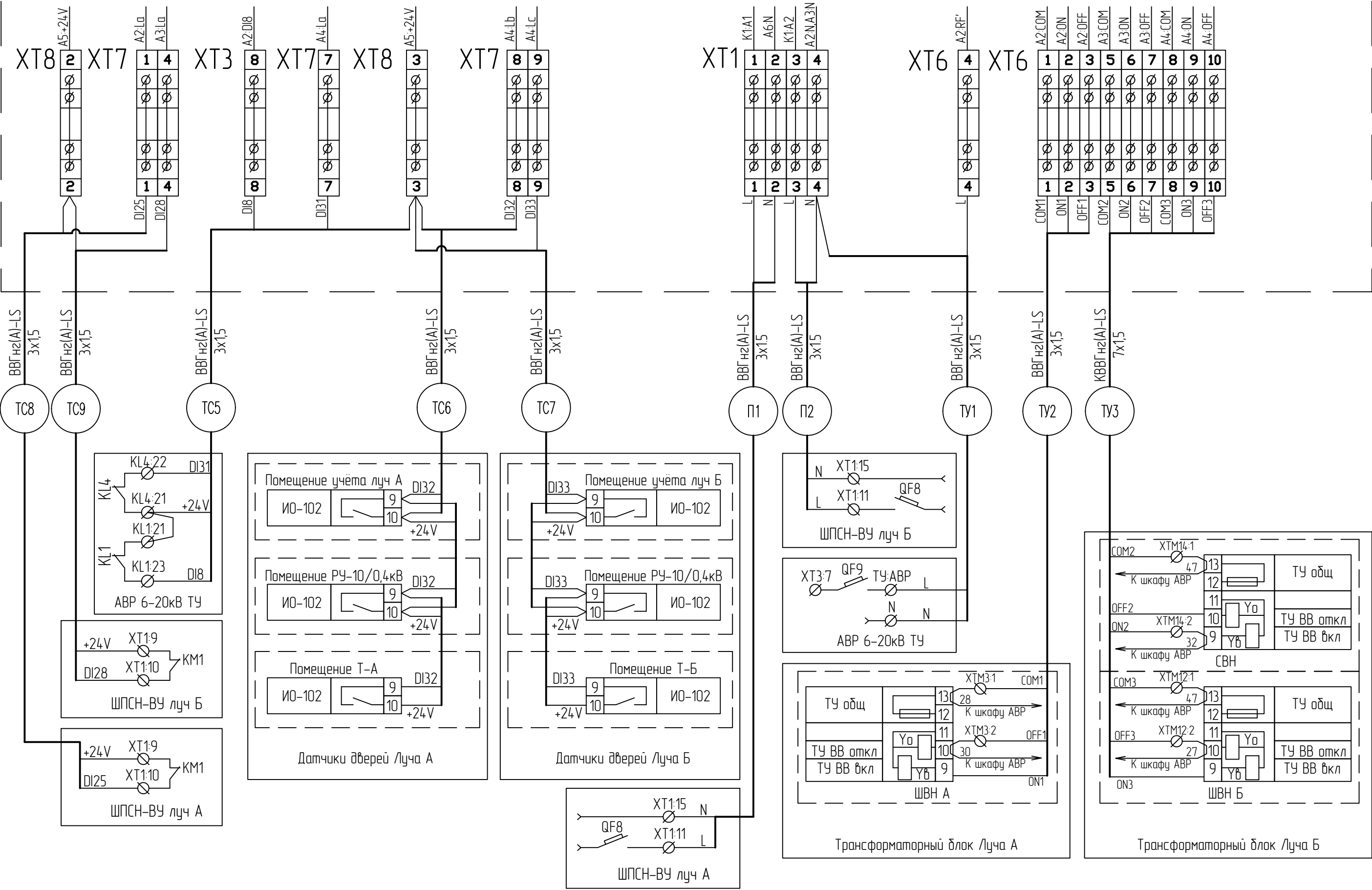
						72-СК-16/22-ТМ СБ		
						Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4К/1-10кВ от новой ТП до К/Л-10кВ напр-ем от ТП № 24874 А и Б до ТП № 24873 А и Б, 8К/Л-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета э/э – 10 шт., в т.ч. ПИР: 2. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10	Страница	Листов
Разраб.	Хвошев	Самтаров					Р	1
Гип						Схема внутренних соединений комплекта ИВКЗ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЗ 1020L»		
						ООО "СК СИСТЕМА"		

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



						72-СК-16/22-ТМ С5		
						Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4КЛ-10кВ от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП № 24-874 А и Б до ТП № 24-873 А и Б, 8КЛ-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета э/э - 10 шт, в т.ч. ПИР: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10 для нужд МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10		
Разраб.	Хвошев					Страница	Лист	Листов
ГИП	Самтаров					Р	1	1
						Схема внешних соединений комплекта ИВКЭ «ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»		
						ООО "СК СИСТЕМА"		

«Комплект ТОРАЗ КП ТП ИВКЭ 1020.L»

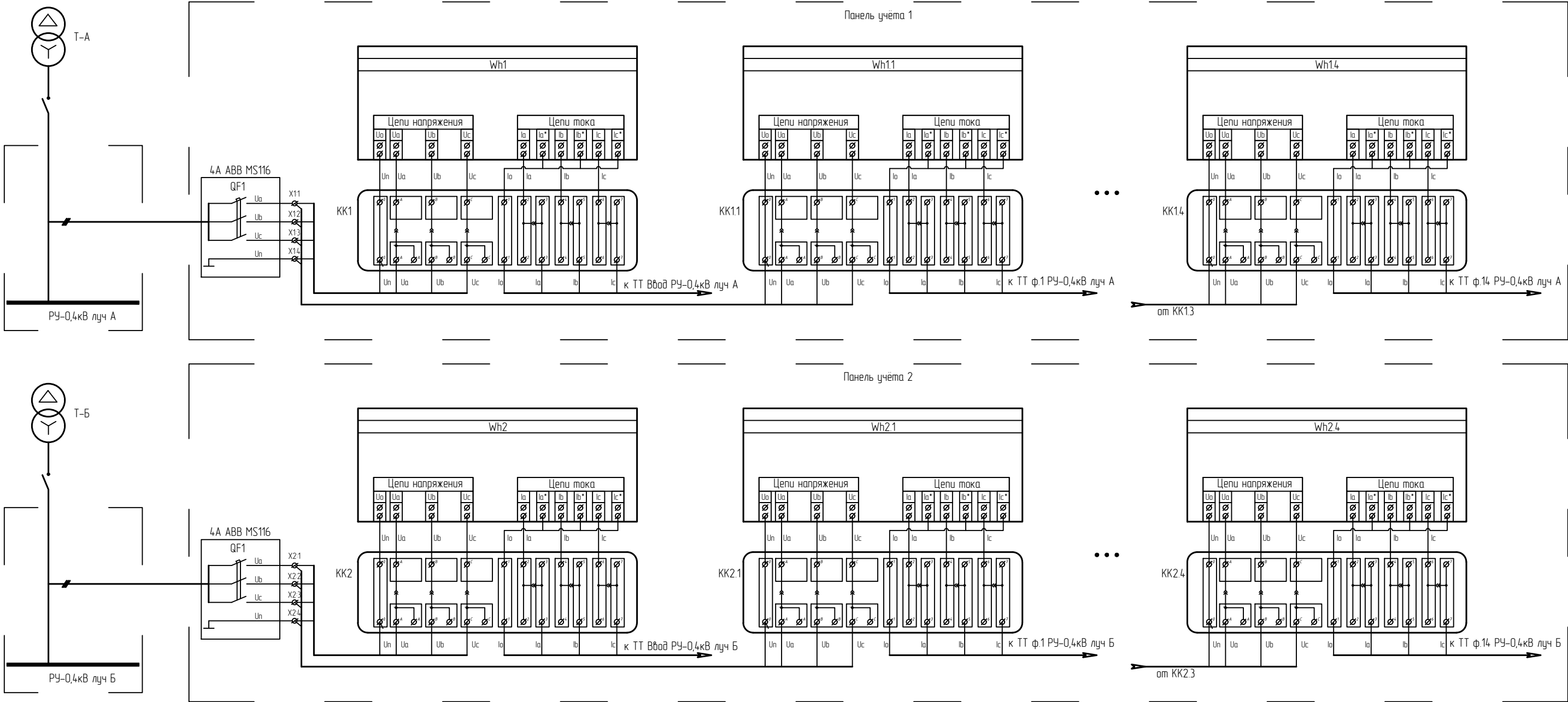




Создано					
Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

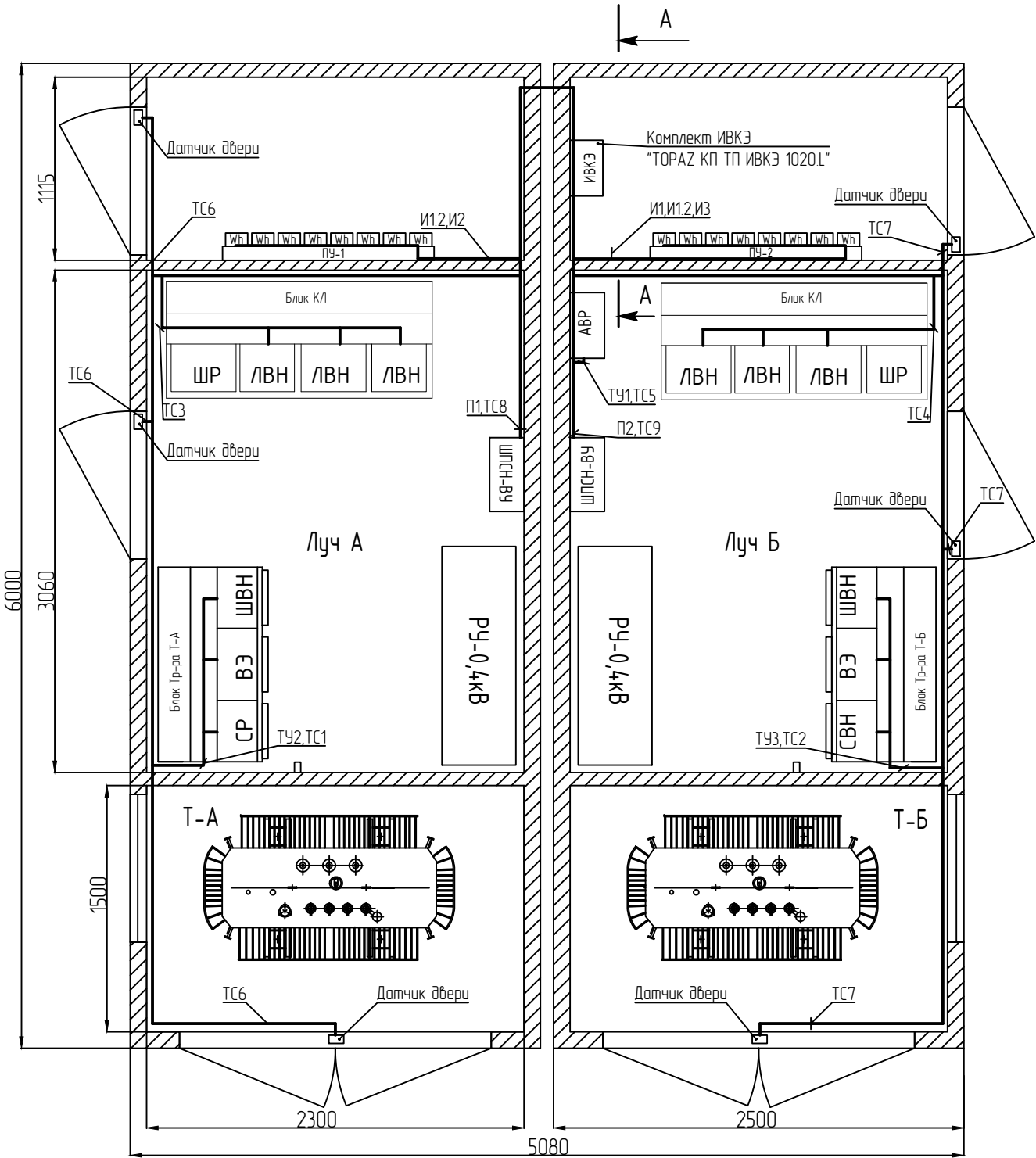
72-СК-16/22-ТМ С5

Согласовано			Взам. инб. №	Подп. и дата	Инб. № подл.



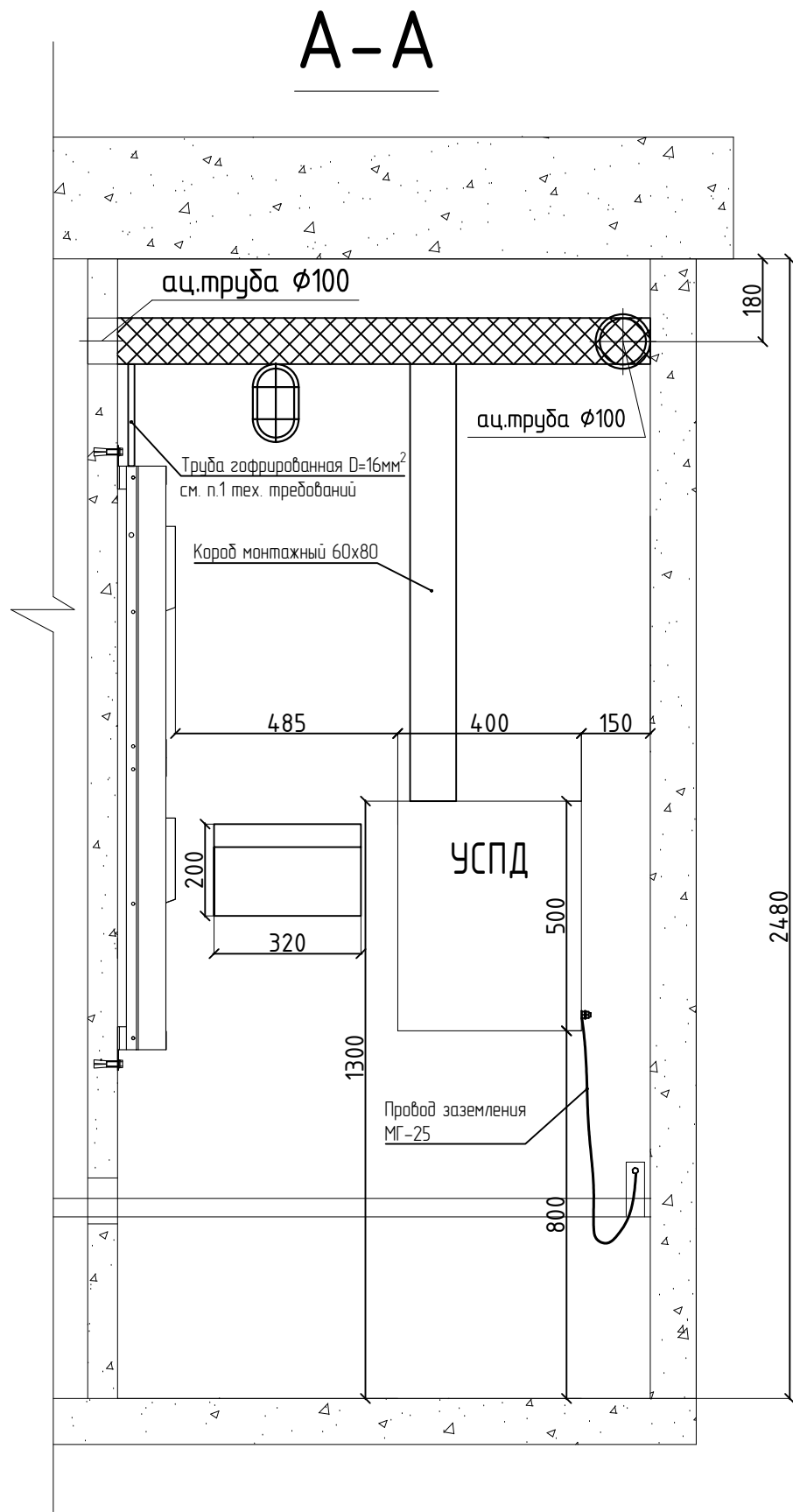
						72-СК-16/22-ТМ С5.2		
						Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4К/1-10кВ от новой ТП до К/1-10кВ напр-ем от ТП № 24874 А и Б до ТП № 24873 А и Б, 8К/1-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета з/э – 10 шт., в т.ч. ПИР: 2. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10 для нужд МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10	Страница	Листов
Разраб.		Хвощев					Р	1
ГИП		Самтараев				Схема подключения измерительных цепей к приборам учёта	ООО "СК СИСТЕМА"	


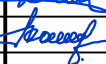
Согласовано					
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №			



Технические требования:
1. При прокладке кабеля вне существующих кабельных коробов, прокладку осуществлять в гофрированной трубе D=16мм² (Позиция 11 по ИКДС 1022.34.29 В4).
Длину определить по месту монтажа.

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



						72-СК-16/22-ТМ С7						
						Строительства новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4КЛ-10кВ от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП № 24874 А и Б до ТП № 24873 А и Б, 8КЛ-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета э/э - 10 шт, в т.ч. ПИР: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10 для нужд МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион»						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл. 10	Стадия	Лист	Листов			
Разраб.		Хвощев					Р	1	1			
ГИП		Самтаров				Схема размещения устройств ТМ в ТП	ООО "СК СИСТЕМА"					

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 автоматизации (ИБКЭ)							
1	Основной комплект оборудования и программного обеспечения телемеханики «Комплект ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ 1020.L» с ПО «ТОРАЗ АРМ-Д-КП»*	72-СК-16/22-ТМ В0		ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	1		
2	Извещатель магнитоконтактный	ИО-102-20		Россия	шт.	6		
	II. Материалы для телемеханики							
3	Кабель интерфейсный	КИПЭВнз-LS 2x2x0,6		Россия	м	50		
4	Кабель контрольный гибкий	МКШ 10x0,75		Россия	м	26		
5	Кабель контрольный гибкий	КВВГнз-LS 4x1,5		Россия	м	18		
6	Кабель контрольный гибкий	КВВГнз-LS 7x1,5		Россия	м	18		
7	Кабель силовой	ВВГнз(А)-LS 3x1,5		Россия	м	132		
8	Провод заземляющий	МГ 1x25		Россия	м	1		
9	Провод монтажный	ПуГВ 1x0,75 Голубой		Россия	м	20		
10	Провод монтажный	ПуГВ 1x0,75 Белый		Россия	м	20		
11	Комплект монтажный для шкафа ТМ			ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	1		
12	Короб монтажный 60x80			Россия	м	2		
13	Труба гофрированная ПВХ 16 мм с протяжкой			Россия	м	20		
	III. Оборудование организации учёта электроэнергии, поставляемое по проекту силового оборудования в составе оборудования БКТП *							
14	Счетчик электрической энергии**	Меркурий 234		ООО «Инкотекс-СК»	шт.	10		
15	Трансформатор тока шинный (для вводных шин РУ-0,4 кВ)***			ООО"СЗТТ"	шт.	24		Поставляется в составе силового оборудования РУ-0,4 кВ
16	Трансформатор тока шинный (для шин ОЛ РУ-0,4 кВ)***			ООО"СЗТТ"	шт.	6		
17	Панель учета в сборе в комплекте с приборами учета, коробками проходными испытательными (КИ-10), разветвителями интерфейса (ПР-3)			Россия	шт.	2		

Примечание к разделу I
* Программное обеспечение «ТОРАЗ АРМ-Д-КП» не входит в состав оборудования «Комплект ТОРАЗ КП ТП ИБКЭ 1020.L» (см. 72-СК-16/22-ТМ В0), 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).

Примечание к разделу III:
*-Материалы для монтажа измерительных цепей приборов учета электроэнергии предусмотрены в проекте силового оборудования.
**- Приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019 (Приборы учёта электроэнергии. общие технические требования).
***- трансформаторы тока должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном.

						72-СК-16/22-ТМ В4			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Базовая система телемеханики и учета ЭЭ в ТП с включением в АИИС КУЭ по адресу: г. Москва, ул. Петра Романова, вл.10 Спецификация оборудования и материалов ТП	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хвоцев					Р	1	1
Гип.		Самтаров					ООО "СК СИСТЕМА"		

Приложения



№ И-22-00-183180/125/МС

7 Район
« 30 янв 2024 » 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 **Жилой дом с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом зданий по адресу: г. Москва, ул. 5-я Кожуховская, д. 35 и ул. П. Романова, д.10)**
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 адресу: г. Москва, ул. 5-я Кожуховская, д. 35 и ул. П. Романова, д.10), г. Москва, район Южнопортовый, Петра Романова ул, земельный участок 10 (Петра Романова ул., вл. 10) (Юго-Восточный административный округ).**
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **598,5 кВт (в т.ч.: ВРУ-1 (жилая часть) – 198,5 кВт; ВРУ-2 (жилая часть в т.ч ВРУ-5 ИТП-16,4кВ) – 199 кВт; ВРУ-3 (нежилая часть) – 53,9 кВт; ВРУ-4 (автостоянка) – 147,1 кВт).**
4. Категория надежности: **вторая.**
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: **0,4 кВ.**
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. 1-2 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4 кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая (для подключения нового ВРЩ-0,4кВ №1) – 198,5 кВт;
 - 7.2. 3-4 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4 кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая (для подключения новых ВРЩ-0,4кВ №2 и ВРЩ-0,4кВ №5) – 199 кВт;
 - 7.3. 5-6 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4 кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая (для подключения нового ВРЩ-0,4кВ №3) – 53,9 кВт;
 - 7.4. 7-8 точки - вновь сооружаемые КЛ-0,4 кВ, отходящие от секции РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая (для подключения нового ВРЩ-0,4кВ №4) – 147,1 кВт.
8. Основной источник питания: **ПС 110 кВ Угреша № 91 110/10/6 кВ, ПС 220 кВ Автозаводская № 536 220/6// кВ.**
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 10/0,4 кВ, 1 шт. (ТП-10/0,4 кВ №нов.). Для присоединения Заявителя установить 2 трансформатора мощностью по 630 кВА. Размещение ТП выполнить на территории земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП.

10.1.2. Выполнить телемеханизацию и АИИС КУЭ ТП-10/0,4кВ № новая в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденными в МКС – филиале ПАО «Россети Московский регион», и в объеме ТС, ТИ, ТУ, согласованными с техническими службами МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион». Организовать основной и резервный каналы связи, арендованные у операторов связи, имеющих подключение к технологической сети передачи данных МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион». Тип и эксплуатационные характеристики необходимо согласовать с техническими службами МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион».

10.1.3. Строительство 2-х КЛ 10 кВ от новой ТП 10/0,4 кВ до КЛ-10кВ направлением от ТП-10/0,4кВ № 24874 луч А до ТП-10/0,4кВ №24873 луч А. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120 кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,300 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,180 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,120 км.

10.1.4. Строительство 2-х КЛ 10 кВ от новой ТП 10/0,4 кВ до КЛ-10кВ направлением от ТП-10/0,4кВ №24874 луч Б до ТП-10/0,4кВ №24873 луч Б. Ориентировочная протяженность каждой одножильной КЛ сечением 120 кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,300 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,180 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами ПНД диаметром 160 мм – 0,120 км.

10.1.5. Строительство КЛ-0,4кВ, 2 шт., от сборок НН с.ш. РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая луч А,Б до ВРЩ-0,4 кВ №1. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ сечением 240 кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,150 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,150 км.

10.1.6. Строительство КЛ-0,4кВ, 2 шт., от сборок НН с.ш. РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая луч А,Б до ВРЩ-0,4 кВ №2. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ сечением 240 кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,150 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,150 км.

10.1.7. Строительство КЛ-0,4кВ, 2 шт., от сборок НН с.ш. РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая до ВРЩ-0,4 кВ №3. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ сечением 70 кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,150 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,150 км.

10.1.8. Строительство КЛ-0,4кВ, 2 шт., от сборок НН с.ш. РУ-0,4кВ ТП-10/0,4кВ № новая луч А, Б до ВРЩ-0,4 кВ №4. Ориентировочная протяженность каждой многожильной КЛ сечением 150 кв.мм. с пластмассовой изоляцией – 0,150 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее с благоустройством – 0,150 км.

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. Отсутствуют.

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. Строительство новых ВРЩ-0,4кВ Заявителя (место установки оборудования определить проектом).

11.1.2. ВРЩ-0,4кВ №5 (ИТП) рекомендуется подключить от сети ВРЩ-0,4кВ № 2.

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

11.1.4. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети 0,4 кВ Заявителя, работающих отдельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме эксплуатации.

11.1.5. Предоставить земельный участок для размещения ТП-10/0,4 кВ № новая ПАО «Россети Московский регион» на свободной от инженерных коммуникаций площадке.

11.2. Разработать проектную (рабочую) документацию внутреннего электроснабжения объекта на основе Градостроительного кодекса, ПУЭ и НТД (предусмотреть мероприятия по установке приборов учета электроэнергии, устройств релейной защиты и автоматики, телемеханики и коммутационных аппаратов), в случае, если в соответствии с законодательством РФ о градостроительной деятельности разработка проектной документации является обязательной.

11.3. Проектом определить необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности, их вид, количество, номинальные данные и места подключения. Устройства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать степень компенсации реактивной мощности в точках присоединения энергопринимающих устройств Заявителя напряжением 0,4 кВ не выше 0,35 ($\text{tg } \varphi$ меньше или равно 0,35)

11.4. В случае необходимости разработки проекта в соответствии с требованиями, указанными в пункте 11.2 настоящих технических условий, принимаемые на стадии проектирования технические решения, а так же сам проект внутреннего электроснабжения Заявителя, согласовать с филиалом ПАО «Россети Московский регион»

11.5. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013, а также средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в ПАО «Россети Московский регион».

11.6. Для электроснабжения электроприемников, относящихся к первой категории надежности, внезапный перерыв снабжения электрической энергией которых может повлечь угрозу жизни и здоровью людей, экологической безопасности либо безопасности государства, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания или резервирование вышеуказанных электроприемников по внутренней сети Заявителя. При установке автономных резервных источников питания Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых 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-21-302-59403(586522)** от **14 декабря 2021 г.** об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети и без заключения Договора является недействительным и не создает никаких прав и/или обязанностей.

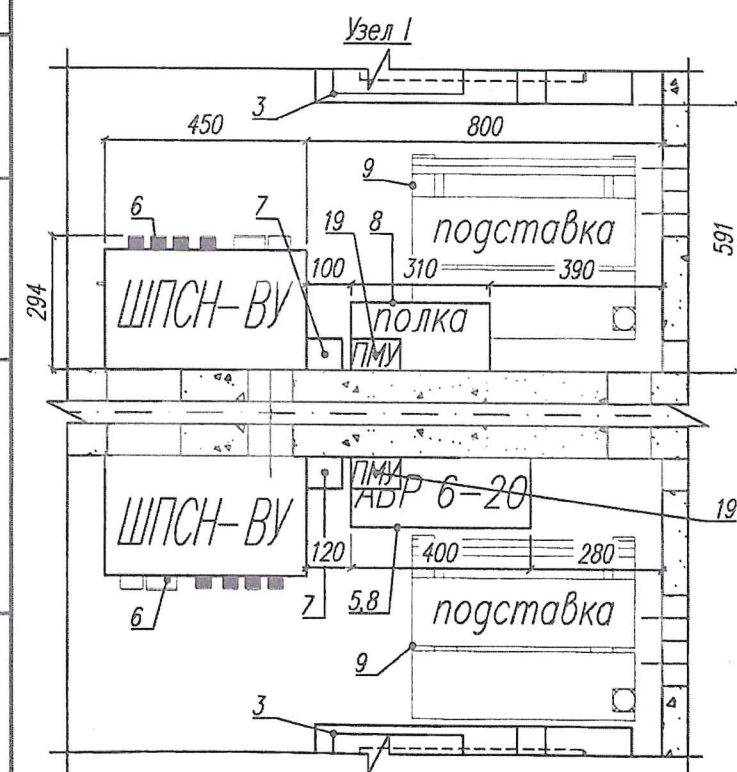
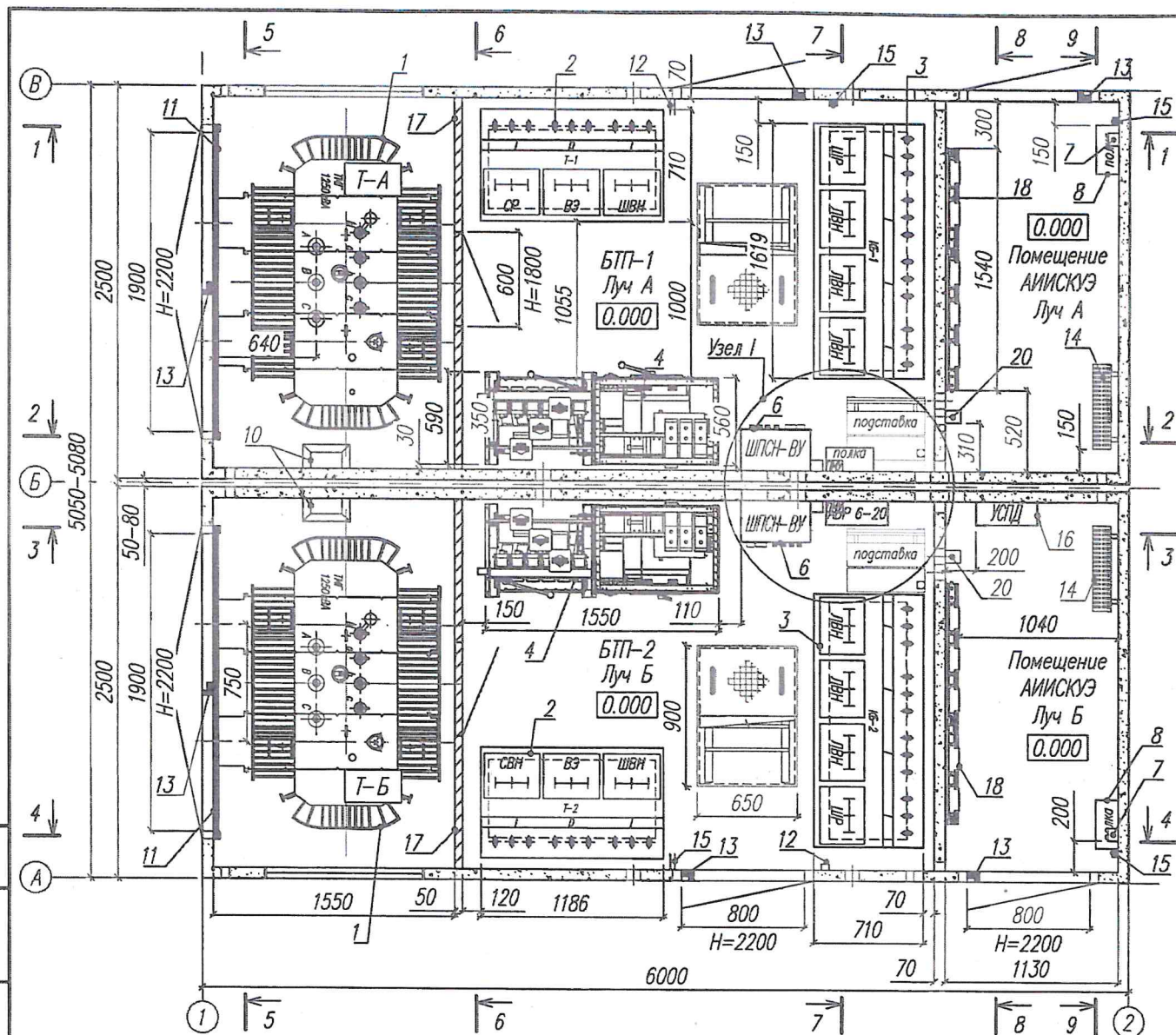
12.5. Срок действия настоящих технических условий составляет **2 года** со дня заключения **дополнительного соглашения к договору** об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

12.6. Ранее выданные ТУ № И-21-00-586522/102/МС аннулируются.

Директор департамента инженерного
обеспечения технологических присоединений
филиала ПАО «Россети Московский регион»
- «Московские кабельные сети»



С.С. Горностаев



Компоновка ТП для привязки к анкетам согласования

21.12.2022

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

Публичное акционерное общество
«РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН»
Филиал «Московские кабельные сети»
Служба эксплуатации
Электромеханический отдел
12.01.2023

Привязан: ООО «СК-Система»
Шифр: 72-СК-16/22-ЭС
ГИП: Самтаров 03.24
Привязал: Хвощев 03.24
Арх. №: Подпись Дата

Поз	Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
1*	ТМГ 12-630 кВА, Д/Ун-11	Трансформатор силовой масляный, герметичный 10 /0,4кВ	2	
2	RM-6 (RME) (IDI)	Комплектное распределительное устройство 6-20кВ	2	
3	RM-6 (RME) (III)	Комплектное распределительное устройство 6-20кВ	2	
4****	ШНН-1(2)-14-2500(1600)	Распределительное устройство 0,4кВ на 14 присоединений с выключателями нагрузки 2500 (1600)А	2	000"ЭлЭнерго"
	ШНН-1(2)-8-2500(1600) (Н)	Распределительное устройство 0,4кВ на 8 присоединений с выключателями нагрузки 2500 (1600)А и одним выкатным авт.выкл. откл. линии НGS на А с расц. GPR LP. (Hyundai)	2	
	ШНН-1(2)-6-2500(1600) -2500(Н)	Распределительное устройство 0,4кВ на 6 присоединений с выключателями нагрузки 2500 (1600)А и одним выкатным авт.выкл. откл. линии НGS25 на 2500А с расц. GPR LP. (Hyundai)	2	
5	ABP 6-20	Устройство автоматического ввода резерва	1	
6	ШПСН-ВУ	Шкаф питания собственных нужд	2	
7	АРТ-18-16Н	Терморегулятор с датчиком в пластиковом боксе	4	
8		Полка инвентарная	2	
9		Подставка инвентарная, напольная, деревянная		
10		Кожух защитный для кабеля 6-20кВ (в комплекте с маслозащитным фартуком)	2	
11		Барьер безопасности деревянный съемный	2	
12	ШО-15У (ШО-35У)	Штанга оперативная для 6-10кВ (20кВ)	2	
13	ИО-102	Датчик открывания дверей магнитокоактный	6	
14	КЭ-1	Печь электрическая настенная 1000Вт	2	
15		Выключатель накладной двухполюсный 16 А	4	
16**	УСПД	Шкаф сбора и передачи данных	1	
17		Металлическая перегородка (Н=2000мм) с дверью, смотровым окном	2	
18	ПУ-1(2)	Панель учета до 15 счетчиков ЭЭ	2	
19**	ПМУ	Пост местного управления	2	
20		Бокс с авт. выкл. MS 116 4А опломбируемый	2	

Примечание:

- Высота от пола до потолка 2550мм.
- Размеры дверей и ворот указаны в чистоте (в свету).
- За отм. 0.000 принят уровень чистого пола подстанции.
- На компоновке оборудования графически показаны:
- ТМГ12-1250кВА 10/0,4кВ.
- ШНН-6-2500(1600)-2500(Н).
- * - привязка ТМГ выполняется в соответствии с листом №9. Указать тип, мощность, напряжение первичной обмотки.
- ** - тип, изготовитель, комплектация УСПД, ПМУ по отдельному типовому проекту. ПМУ в "Луч Б" устанавливается по проекту АВР 6-20 (см. лист 13). Тип, изготовитель, комплектация УСПД, ПМУ определяется по отдельному проекту. Система учета электроэнергии обеспечивает интеграцию с системой АИИС КУЭ ПАО «Россети - Московский регион».
- **** - выбрать тип исполнения ШНН (ненужное зачеркнуть). Для исполнения ШНН-1(2)-8 указать номинальный ток выкатного авт. выкл. отходящей линии (см. пример заполнения лист 4.1).

Допускается замена выкатных автоматических выключателей на аналогичные при условии сохранения технических характеристик а также разрешенных к применению в сетях Филиала ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети и согласования карты селективности защит с СРЗА Филиала ПАО «Россети Московский регион» - Московские кабельные сети.

2БКТП 400-1250кВА Шифр: ЭЭ.22.09.01РМР.ЭС				
Строительство новой ТП-10/0,4кВ с тр-ми 2х630кВА, 4КЛ-10кВ от новой ТП до КЛ-10кВ напр-ем от ТП № 24874 А и Б до ТП № 24873 А и Б, ВКЛ-0,4кВ от новой ТП луч А и Б до ВРЩ-0,4кВ № 1-4, установка счетчиков учета э/э - 10 шт., в т.ч. ПИР: г.Москва, ул.Петра Романова, д.10 для нужд МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион»				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись
Утвердил	Корнеев Е.В.			
Н. контр.	Корнеев Е.В.			
Разработал	Петров В.С.			
Блочная комплектная трансформаторная подстанция с АИИС КУЭ и тр-ми 2х 630 кВА на ячеех RM6 (RME) с АВР на стороне 6-20кВ в габаритах строительной части 5,05х6м				
Компоновка оборудования				
ЭНЕРГО				

Формат А3

от 24.07.2024 № 39/55/1439
на СК-24-2591 от 01.07.2024

Филиал ПАО «Россети Московский регион» -
Энергоучет

Российская Федерация, 115569,
г. Москва, Шипиловская ул., д. 13, корп. 2
Тел.: +7 (495) 343 0011
energouchet@rossetimr.ru, www.rossetimr.ru

Генеральному директору
ООО «СК Система»

С.С. Миронову

**О рассмотрении
рабочей документации**

ул. Гаршина, д.11, раб. пос.
Томилино, Люберецкий р-н,
МО, 140070

Уважаемый Сергей Сергеевич!

В результате рассмотрения представленной рабочей документации на объект, расположенный по адресу: г. Москва, район Южнопортовый, ул. Петра Романова, вл.10, согласованы места установки, схемы подключения и метрологические характеристики приборов учета в рамках АИИС КУЭ новой ТП-10/0,4 кВ в соответствии с п. 10.1.2 технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям №И-22-00-183180/125/МС:

Место установки узла учета: ТП №нов. РУ - 0,4 кВ;

Метрологические характеристики ПУ:

Клт=0,5S; I=5(10)A; U=230/400В - 10 шт.;

Метрологические характеристики трансформаторов тока:

Клт=0,5S; Ктт=1200/5 - 2 компл. (выводы «Т-А» и «Т-Б»);

Клт=0,5S; Ктт=400/5 - 4 компл.; Ктт=100/5 - 2 компл.;

Ктт=300/5 - 2 компл.

Проект ТМ и учет, шифр: 72-СК-16/22-ТМ;

УСПД: «ТОРАЗ».

Обеспечить передачу данных с приборов учета на сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» - Энергоучет.

Начальник Московского управления

А.А. Шафигуллина
+79067385710

А.К. Стрельников



Перечень точек учета

№	Наименование присоединения	Тип СИ	Место установки СИ	Мощность втор. обмоток ТТ, ВА	Кэф-т безопасности FS	Межповерочный интервал, лет	Класс точности, погрешность	Предел (диапазон) измерений
1	Ввод-0,4кВ /луч А	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ 1 луч А	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-А	L1	5	19	16	0,5S	1200/5
		ТТ-А	L2	5	19	16	0,5S	1200/5
		ТТ-А	L3	5	19	16	0,5S	1200/5
2	ВРЩ-1	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-А	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-А	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-А	L3	5	19	16	0,5S	400/5
3	ВРЩ-2	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-А	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-А	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-А	L3	5	19	16	0,5S	400/5
4	ВРЩ-3	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-А	L1	5	19	16	0,5S	100/5
		ТТ-А	L2	5	19	16	0,5S	100/5
		ТТ-А	L3	5	19	16	0,5S	100/5
5	ВРЩ-4	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ луч А	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-А	L1	5	19	16	0,5S	300/5
		ТТ-А	L2	5	19	16	0,5S	300/5
		ТТ-А	L3	5	19	16	0,5S	300/5
6	Ввод-0,4кВ /луч Б	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ 2 луч Б	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	1200/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	1200/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	1200/5
7	ВРЩ-1	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ 2 луч Б	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
8	ВРЩ-2	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ 2 луч Б	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
9	ВРЩ-3	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ 2 луч Б	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	100/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	100/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	100/5
10	ВРЩ-4	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R	ПУ 2 луч Б	-	-	16	0,5S	3х220/380В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	300/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	300/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	300/5

РАЗРАБОТАНО

Генеральный директор
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

В. В. Харитонов

« » 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

А. Г. Картушин

«28» января 2022 г.

ПРОТОКОЛ № ИПД-6/22 от 28.01.2022 г.

по продлению срока действия заключения аттестационной комиссии
от 15.12.2020 г. № ИЗ-82/20 и дополнению

Срок действия с 28.01.2022 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на базе оборудования TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009), производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи»:

- серверы АСУ ТП и СКСУ (основной/резервный) TOPAZ IEC DAS
- АРМ оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ
- система единого времени TOPAZ Метроном PTS
- сетевые коммутаторы TOPAZ SW5XX
- маршрутизатор и RedBox TOPAZ MX FW
- модули телемеханики (УСО) TOPAZ TM MTU5-Pr
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr/ DIN32C-Pr
- модули телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr/ DOUT16 MR-Pr
- измерительные преобразователи TOPAZ TM PM7-Pr (модификации D/E/W)
- устройства телемеханики серии TOPAZ (ITDS) исполнения HVD3-RTU5, HVD3-RTU7, AIN8-Pr
- контроллеры присоединения TOPAZ IEC DAS с панелью оператора TOPAZ HMI-I02 (с подключением по порту Ethernet)
- датчики температуры TOPAZ DT RS485

Программное обеспечение:

TOPAZ LINUX 1.0

TOPAZ SCADA 6

ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ

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

СООТВЕТСТВУЕТ

техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

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

УТВЕРЖДАЮ



Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

А. Г. Картушин
« 25 » сентября 2020 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ № ПЗ – 60/20

Срок действия с 25.09.2020 г. по 25.09.2021 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

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

ЗАЯВИТЕЛЬ

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

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

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

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

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

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

РАЗРАБОТАНО

Генеральный директор
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

« » 2021 г. В. В. Харитонов

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

« 02 » декабря 2021 г. А. Г. Картушин

ПРОТОКОЛ № ИПД-86/21 от 02.12.2021 г.

по продлению срока действия Заключения аттестационной комиссии
от 25.09.2020 г. № ПЗ-60/20

Срок действия с 02.12.2021 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009):

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

Программное обеспечение:

TOPAZ LINUX 1.0

TOPAZ SCADA 6

ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ

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

СООТВЕТСТВУЕТ

техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

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

УТВЕРЖДАЮ



Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

А. Г. Картушин

« 22 » июня 2020 г.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ
АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ
№ ПЗ – 44/20**

Срок действия с 22.06.2020 г. по 22.06.2021 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Роутер TORAZ GSM (ТУ 4230-003-89466010-2012).

Идентификационное наименование ПО: TORAZ Linux.

номер версии (идентификационный номер) ПО: V.1.0

ЗАЯВИТЕЛЬ

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

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

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

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

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

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

РАЗРАБОТАНО

Генеральный директор
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

« » 2021 г. В. В. Харитонов

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
производственного контроля
ПАО «Россети»

«13» 2021 г. А. Г. Картушин

ПРОТОКОЛ № ПП-49/21 от 13.07.2021 г.

по продлению срока действия Заключения аттестационной комиссии
от 22.06.2020 № ПЗ-44/20

Срок действия с 13.07.2021 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 11.02.2025 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Роутер TOPAZ GSM (ТУ 4230-003-89466010-2012).

Идентификационное наименование ПО: TOPAZ Linux.

номер версии (идентификационный номер) ПО: V.1.0.

ЗАЯВИТЕЛЬ/ИЗГОТОВИТЕЛЬ

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

СООТВЕТСТВУЕТ

техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

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



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.HP15.B.00540/20

Серия **RU** № **0257274**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ

Общества с ограниченной ответственностью "Оценка продукции и систем менеджмента"
Место нахождения: 115516, Россия, город Москва, улица Промышленная, дом 11 строение 3, этаж 4, помещение I, комната 19Б, офис 69

Адрес места осуществления деятельности: 115533, РОССИЯ, Город Москва, проспект Андропова, дом 22, 9 этаж, комната № 23, помещение № 1

Регистрационный номер аттестата аккредитации № RA.RU.1HP15, дата регистрации 25.04.2019 года.

Телефон: +7 903 119 8810 Адрес электронной почты: ocenkapr@mail.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"

Место нахождения: 117449, Россия, город Москва, улица Винокурова, 3

Адрес места осуществления деятельности: 117246, Россия, город Москва, проезд Научный, дом 17, основной государственный регистрационный номер 5087746385953

Телефон: +74951390405 Адрес электронной почты: sales@tpz.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"

Место нахождения: 117449, Россия, город Москва, улица Винокурова, 3

Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 117246, Россия, город Москва, проезд Научный, дом 17

ПРОДУКЦИЯ

Устройства телемеханики, типы: TOPAZ ADS, TOPAZ ASR, TOPAZ AU, TOPAZ AVS, TOPAZ CI, TOPAZ CPC, TOPAZ DRP, TOPAZ DT, TOPAZ ELP, TOPAZ EVS, TOPAZ FBU, TOPAZ FOS, TOPAZ FW, TOPAZ GSM, TOPAZ HMI, TOPAZ HVD3, TOPAZ IEC DAS, TOPAZ ILV, TOPAZ ISAS, TOPAZ MC DIN, TOPAZ MC DOUT, TOPAZ MC RTU, 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 AK, TOPAZ B4, TOPAZ Метроном PTS, TOPAZ PP, TOPAZ DMU, TOPAZ AMU, TOPAZ ADMU, TOPAZ RTDU, TOPAZ ETH, TOPAZ FUS, TOPAZ TM CIN, TOPAZ TM EM, TOPAZ EDAS, TOPAZ ESU.

Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 4230-003-89466010-2012 «Устройства телемеханики «ТОПАЗ».

Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 9030400000

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ

Технического регламента Таможенного союза "О безопасности низковольтного оборудования" (ТР ТС 004/2011)

Технического регламента Таможенного союза "Электромагнитная совместимость технических средств" (ТР ТС 020/2011)

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ

протоколов испытаний №№ 19/1-20/св. 19-

20/св от 14.07.2020 года, выданных Испытательной лабораторией (центр) радиоэлектронной аппаратуры и бытовых

электроприборов общества с ограниченной ответственностью "Александровский испытательный центр", аттестат аккредитации

RA.RU.21MO57

Акта о результатах анализа состояния производства № 20200605-10/01 от 23.06.2020 года

Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.07.2020

ПО 14.07.2025

ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

Иванов
(подпись)

(подпись)



Петри Денис Андреевич
(Ф.И.О.)

Егорова Кристина Станиславовна
(Ф.И.О.)

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



А.Куц



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) сокращенное 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



(подпись уполномоченного лица)

С.А.Финогеев
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

IEC 61850 Certificate Level A¹

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 TPCL² 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".

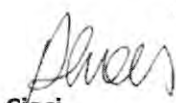
The following IEC 61850 conformance blocks have been tested with a positive result (number of relevant and executed test cases / total number of test cases):


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. Croci
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.

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	

UCA

«Международная Группа Пользователей»

Сертификат международной электротехнической комиссии МЭК 61850б уровень А¹

№ 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:

ИЕС 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 (PIXT) 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)	9а. Публикация системы «горизонтального» обмена информацией между устройствами (10/13) 9b. Подписка на систему «горизонтального» обмена информацией между устройствами (12/14) 12а. 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 испытываемого образца.

Арнем, 20 июля 2017 г.

Выдано: DNV GL (ONV KEMA сейчас DNV GL)

П. Чочи
Коммерческий директор
«Интеллидгент Нетуоркс энд Коммьюникейшн»

Р. Схиммель
Менеджер технического контроля

¹Уровень 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. Утрехтсевер 310, 6812 AP Арнем, п/я 9035, 6800, Арнем, Нидерланды
Тел: +31 26 356 9111 Факс: +31 26 351 36 83 salesdesk@dnvgl.com

Существующие процедуры тестовых испытаний «Группы международных пользователей UCA»

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

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

Translated by Valeriya Kaganova /signed/

Перевод выполнил переводчик

Каганова Валерия Сергеевна

Каганова Валерия Сергеевна

Российская Федерация

Город Москва.

Первого марта две тысячи восемнадцатого года.

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

Подпись сделана в моем присутствии.

Личность подписавшего документ установлена.

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

Взыскано государственной пошлины (по тарифу): 100 руб. 00 коп.

Уплачено за оказание услуг правового и технического характера: 200 руб. 00 коп.



И.Г. Жлобо



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



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.C.33.004.A № 64392

Срок действия до 14 декабря 2021 г.

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

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью "ПиЭлСи Технолоджи"
(ООО "ПиЭлСи Технолоджи"), г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 65921-16

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
ПЛСТ.421457.11.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 10 лет

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **14 декабря 2016 г. № 1878**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства



С.С.Голубев

"23" 12 2016 г.

Серия СИ

№ 026281

A decorative emblem in purple line art. At the top, a ribbon banner contains the text "СВЯТЫЙ СЛАВЯНО-УКРАИНСКИЙ ПРАВОСЛАВНЫЙ ЦЕРКОВЬ". Below the banner is a laurel wreath. In the center, behind the wreath, is a detailed illustration of a cityscape featuring a large church with a tall bell tower and several onion-shaped domes. At the bottom center, there is a shield containing a coat of arms with a crown on top and various heraldic symbols.

о государственной регистрации программы для ЭВМ

TOPAZ

Автор(ы): **Не указаны**

Б.П. Симонов

