

ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

ОГРН 1167847487444, ИНН 7806258664, КПП 770301001, тел.: +7 (499) 113-08-80, e-mail: info@specingstroy.ru 123001, г. Москва, вл.тер.г.
муниципальный округ Пресненский, ул. Садовая-Кудринская, д. 25, помещ. 2/4

Заказчик ПАО "Россети Московский регион"

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения**

Подраздел 5.5 Сети связи

**Автоматизированная система мониторинга и диагностики
(АСМД) частичных разрядов КЛ 220 кВ**

Шифр: 6350-25-ИОС5.7

Том 5.5.7

Москва 2025 г.

ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

ОГРН 1167847487444, ИНН 7806258664, КПП 770301001, тел.: +7 (499) 113-08-80, e-mail: info@specingstroy.ru 123001, г. Москва,
вн.тер.г. муниципальный округ Пресненский, ул. Садовая-Кудринская, д. 25, помещ. 2/4

Заказчик ПАО "Россети Московский регион"

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 5.5 Сети связи

Автоматизированная система мониторинга и диагностики
(АСМД) частичных разрядов КЛ 220 кВ

Шифр: 6350-25-ИОС5.7

Том 5.5.7

Генеральный директор:

А.Н. Черняев

Главный инженер проекта:

С.С. Мельников

Регистрационный номер НОПРИЗ:

ПИ-161380

Москва 2025 г.

Выписка из реестра СРО: СРО-П-029-25092009

Заказчик: ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-
технического обеспечения
Подраздел 5.5 Сети связи

Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов КЛ
220 кВ

6350-25-ИОС5.7

Том 5.5.7

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

Генеральный директор

Главный инженер проекта
Регистрационный номер НОПРИЗ:



А.С. Клименко

Р.А. Морев
П-159282

Общество с ограниченной ответственностью



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Заказчик: ООО «СП-ИННОВАЦИЯ»

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 5.5 Сети связи**

**Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД)
частичных разрядов КЛ 220 кВ**

6350-25-ИОС5.7

Том 5.5.7

Генеральный директор

ООО «ИСС»

Главный инженер проекта


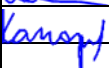


ООО «ИСС»



В.Н. Зайцев

А.А. Бороздин

г. Москва 2025

Согласовано			Содержание тома 5.5.7													
			Обозначение				Наименование				Примечание					
			6350-25-ИОС5.7-С				Содержание тома 5.5.7									
			6350-25-ИОС5.7-ТЧ				Текстовая часть				на 36 листах					
							Графическая часть:									
			6350-25-ИОС5.7-ГЧ.1				Структурная схема									
			6350-25-ИОС5.7-ГЧ.2				Установка датчиков ЧР									
							Прилагаемые документы:									
			6350-25-ИОС5.7.СО				Спецификация оборудования, изделий и материалов				на 4 листах					
			6350-25-ИОС5.7.ВР				Ведомость объемов строительных и монтажных работ									
			Приложение А				Выписка из реестра СРО № 7707754710-20250813-1208 от 13.08.2025г.				на 2 листах					
			Приложение Б				Задание на проектирование ПАО «Россети Московский регион» №153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024г				на 72 листах					
			Приложение В				Опросный лист				на 8 листах					
				Всего в томе:				127 листов								
Взам. инв. №																
Подп. и дата																
Инв. № подл.									6350-25-ИОС5.7-С							
			Изм.	Кол. уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата								
			Разраб.	Николаев					10.08.25	Содержание тома 5.5.7				Стадия	Лист	Листов
			Проверил	Капоров					10.08.25					П		1
Н. контр.	Булаев					10.08.25	ООО «Интеллектуальные сети и системы»									
ГИП	Бороздин					10.08.25										

Содержание

Справка главного инженера проекта	2
1 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации.....	3
2 Основные технические решения.....	4
3 Сигналы , собираемые системой диагностики ЧР на ПС 220 кВ Мельниково	7
4 Сигналы, передаваемые системой диагностики ЧР с ПС 220 кВ Мельниково на ДП МВС ..	29
5 Метрологическое обеспечение.....	35

[illegible]

Справка главного инженера проекта

Проектная документация по объекту «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково» разработана в соответствии с заданием на проектирование, требованиям Федерального Закона №384-ФЗ от 30.12.2009 и выполнена в соответствии с перечнем национальных стандартов и сводов правил, действующих на дату выпуска.

Принятые в проекте решения соответствуют требованиям Технических регламентов, Строительных правил, Государственных стандартов, Правил пожарной безопасности, Санитарно-гигиенических правил и норм, действующих на территории Российской Федерации на дату выпуска, и обеспечивают безопасный для жизни и здоровья людей ввод объекта в эксплуатацию.

Главный инженер проекта

А.А. Бороздин

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
										2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

1 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

- Основанием для разработки проектной документации по титулу «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково» являются следующие документы:
- Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом МЭ РФ от 22.12.2023г. №31а «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022г. №30а», а также текущий проект ее корректировки.;
- Задание на проектирование ПАО «Россети Московский регион» №153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024г.;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» № И-24-00-223309/125 к договору о технологическом присоединении от 15.06.2023г. № ИА-23-302-15007 (624621).

При разработке проекта учтены требования следующих нормативных документов:

- Правила устройства электроустановок (7 издание, с исправлениями);
- Постановление от 16 февраля 2008 года N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- РД 34.35.120-90 «Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35-1150кВ»;
- СТО 56947007-29.240.10.248-2017. «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ», Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС, изд.2017г.;
- СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»;
- ГОСТ IEC 60870-4-2011 «Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования».

Строительно-монтажные и пусконаладочные работы в действующих электроустановках подстанций необходимо выполнять с оформлением нарядов-допусков в соответствии с Приказом Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
										3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

2 Основные технические решения

Данным проектом предусматривается установка на ПС Мельниково системы мониторинга частичных разрядов.

Система мониторинга Частичных Разрядов предназначена для постоянного мониторинга в реальном времени и наблюдения развития частичных разрядов (ЧР) в Концевых Муфтах (КМ).

Мониторинг проводится в режиме реального времени, штатно измерения запускаются каждые 4 часа. При скачкообразном изменении уровня ЧР запускаются внеплановые измерения. Данные сохраняются на сервере, что обеспечивает возможность просмотра архива и текущих данных.

В систему ЧР заложена экспертная система, позволяющая определять тип дефекта и локацию этого дефекта на линии.

Система обеспечивает доступ к журналам и отчётам для отслеживания состояния системы.

Система обеспечивает возможность построения трендов по амплитуде, интенсивности и количеству ЧР.

Система оценивает состояние КЛ по трём критериям: амплитуда, мощность и количество импульсов. Для каждого из критериев имеется возможность устанавливать порог срабатывания:

- предупредительный;
- аварийный.

Оборудование ЧР настраивается в режиме эксплуатации кабельной линии по каждому каналу (от каждого датчика) индивидуально для исключения ложных срабатываний. Аварийные и предупредительные уставки выставляются по каждому каналу отдельно с учетом характеристик каждой фазы КЛ.

В рамках проекта организовывается удалённый доступ к системе для просмотра, отслеживания и изменения параметров от АРМ профильных подразделений.

Система состоит из регистратора высокочастотных импульсов ЧР, регистратора акустических сигналов ЧР, высокочастотных датчиков тока, акустических датчиков, контроллера доступа к данным, сервера ЧР.

Таблица 1 Технические параметры регистратора ВЧ импульсов

№	Технический параметр	Значение
1.	Рабочее напряжение контролируемых объектов	от 3 кВ и выше
2.	Частотный диапазон (НФ) регистрируемых импульсов, МГц	0,1 ÷ 20,0
3.	Интерфейс связи прибора с компьютером	Ethernet
5.	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +60

Таблица 2 Технические параметры регистратора акустических сигналов

№	Технический параметр	Значение
1.	Рабочее напряжение контролируемых объектов	до 500 кВ
2.	Частота импульсов разрядов, кГц	30 ÷ 300,0
3.	Величина разрядов, пКл	20 ÷ 100000

Взам. инв.№		Подп. и дата		Инв. № подл.		6350-25-ИОС5.7-ТЧ						Лист					
												4					
						Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата						

4.	Интерфейс связи прибора				Ethernet	
5.	Напряжение питания, Вольт				10-30В постоянного напряжения	
6.	Диапазон рабочих температур, градусов				-40 ÷ +60	
Таблица 3 Технические характеристики датчика регистрации высокочастотных импульсов (ВЧДТ)						
№	Технический параметр				Значение	
1.	Рабочий диапазон, МГц				0,1-20	
2.	Степень защиты				IP65	
3.	Диапазон рабочих температур, градусов				-60 ÷ +80	
Таблица 4 Технические характеристики датчика акустического (АкД)						
№	Технический параметр				Значение	
1.	Рабочий диапазон, кГц				50-300	
2.	Степень защиты				IP65	
3.	Диапазон рабочих температур, градусов				-60 ÷ +70	
Таблица 5 Технические характеристики сервера ЧР						
№	Технический параметр				Значение	
1	Тип процессора				Intel core i7-8700T	
2	Частота, ГГц				2,4	
3	Chipset				Intel C246	
4	BIOS				AMI	
5	Порты USB				6 x USB 3.1	
6	Оперативная память				16 Гбайт	
7	Шина расширения				2 MiniPCle + 2 корзины для накопителей 2,5"	
8	Дополнительный жесткий диск				2 x SATA с поддержкой RAID 0, 1	
9	Интерфейс				DVI-I, DVI-D, DisplayPort	
10	Порты				4 (Gigabit Ethernet)	
11	Последовательные порты				4 порта RS-232/422/485	
12	Применение безвентиляторных технологий				да	
13	Рабочее напряжение, В				от 6 до 36, пост. тока	
14	Потребление тока, Вт				60	
15	Рабочая температура, град. С				от -40 до +75	
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата
Подп. и дата	6350-25-ИОС5.7-ТЧ					Лист
						5
Взам. инв.№						

16	Рабочая влажность, %	от 5 до 95
17	Температура хранения, °C	от -40 до +80

Для мониторинга КМ используются высокочастотный датчик тока (ВЧДТ) и акустический датчик тока (АкД). ВЧДТ закрепляется на провод заземления каждой КМ. Акустические датчики закрепляются на нижнюю сторону опорной плиты КМ. К измерительным блокам датчики подключаются с помощью коаксиальных кабелей. Компоненты ЧР размещаются в КРУЭ 220 кВ, в камерах трансформаторов ТЗ и Т4 на ПС Мельниково в Шкафу ЧР навесного исполнения и на РЩ ПС Мельниково в шкафу ЧР напольного исполнения.

Питание шкафа ЧР - однофазное, 220В,6А. Наличие аккумуляторного блока позволяет обеспечить возможность автономной работы компонентов системы при пропадании питания.

Вся телеинформация по частичным разрядам из шкафа ЧР на ПС Мельниково по проектируемым каналам связи передается в профильное подразделение (АРМ Н. Красносельская 6 с1 каб. 421; АРМ ул. Дорожная,13), АРМ ЦСД (ул. Вавилова, 7Б).

Регистратор высокочастотных импульсов ЧР представляет собой устройство анализа и оценки интенсивности и распределения импульсов ЧР. Измерение производится при помощи специализированных датчиков, представляющих собой высокочастотные трансформаторы тока, установленные на проводнике заземления экрана кабеля. Регистратор обеспечивает возможность эффективно отстраиваться от наводок высокочастотных помех на контролируемый объект.

Регистратор акустических сигналов ЧР также осуществляет диагностику ЧР и контроля состояния концевых соединительных муфт высоковольтных кабельных линий. Диагностика осуществляется на основе регистрации и анализа ЧР акустическим методом, имеющим высокую чувствительность при поиске дефектов в изоляции любого типа. Из-за интенсивного затухания акустических сигналов по длине кабеля, зона чувствительности акустических датчиков обычно не превышает ± 1 метр.

Вся телеинформация (с регистраторов ЧР, диагностические сигналы шкафа ЧР) собирается контроллером и через коммутаторы по оптоволоконному кабелю передается в серверный шкаф ЧР, расположенный на РЩ ПС Мельниково.

ПО TOPAZ Plugin ЧР является плагином к TOPAZ SCADA Client и предназначено для предоставления интерфейса доступа оператора к данным замеров частичных разрядов с оборудования ЧР. ПО устанавливается на сервер ЧР.

Техническое обслуживание системы заключается в профилактических осмотрах. При профилактическом осмотре должны быть выполнены следующие работы:

- проверка обрыва или повреждения изоляции проводов и кабелей;
- проверка надежности присоединения проводов и кабелей;
- проверка отсутствия видимых механических повреждений, а также пыли и грязи на корпусе системы.

Периодичность профилактических осмотров системы устанавливается потребителем, но не реже 1 раз в год.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>предоставления интерфейса доступа оператора к данным замеров частичных разрядов с оборудования ЧР. ПО устанавливается на сервер ЧР.</p> <p>Техническое обслуживание системы заключается в профилактических осмотрах. При профилактическом осмотре должны быть выполнены следующие работы:</p> <ul style="list-style-type: none">- проверка обрыва или повреждения изоляции проводов и кабелей;- проверка надежности присоединения проводов и кабелей;- проверка отсутствия видимых механических повреждений, а также пыли и грязи на корпусе системы. <p>Периодичность профилактических осмотров системы устанавливается потребителем, но не реже 1 раз в год.</p>							
									6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		6

Гарантийный срок эксплуатации не менее 5 лет со дня ввода в эксплуатацию.

На этапе наладки АСМД организация-наладчик разрабатывает и согласует с ПАО «Россети Московский регион» программу приемо-сдаточных испытаний АСМД (с учетом датчиков и блоков АСМД) и выполняет ее.

3. Сигналы , собираемые системой диагностики ЧР на ПС 220 кВ Мельниково

		№ п/п	Телеизмерения текущие (ТИТ)						
		1.	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		2.	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		3.	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		4.	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		5.	Предупредительный уровень Qmax ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		6.	Аварийный уровень Qmax ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		7.	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		8.	PDI положительных импульсов ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		9.	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		10.	Предупредительный уровень PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		11.	Аварийный уровень PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		12.	Количество импульсов ЧР ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		13.	Количество положительных импульсов ЧР ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		14.	Количество отрицательных импульсов ЧР ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		15.	Скорость роста Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		16.	Быстрое изменение Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		17.	Предупредительный уровень скорости роста Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		18.	Аварийный уровень скорости роста Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		19.	Предупредительный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		20.	Аварийный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		21.	Скорость роста PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		22.	Быстрое изменение PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		23.	Предупредительный уровень скорости роста PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		24.	Аварийный уровень скорости роста PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		25.	Предупредительный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
		26.	Аварийный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ						
Взам. инв.№		27.	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		28.	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		29.	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		30.	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
Подп. и дата		31.	Предупредительный уровень Qmax ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		32.	Аварийный уровень Qmax ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		33.	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		34.	PDI положительных импульсов ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		35.	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		36.	Предупредительный уровень PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		37.	Аварийный уровень PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
Инв. № подл.		38.	Количество импульсов ЧР ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
		39.	Количество положительных импульсов ЧР ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ						
								6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
									7
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата				

<div>Взам. инв.№</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Инв. № подл.</div>	40.	Количество отрицательных импульсов ЧР ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	41.	Скорость роста Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	42.	Быстрое изменение Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	43.	Предупредительный уровень скорости роста Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	44.	Аварийный уровень скорости роста Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	45.	Предупредительный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	46.	Аварийный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	47.	Скорость роста PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	48.	Быстрое изменение PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	49.	Предупредительный уровень скорости роста PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	50.	Аварийный уровень скорости роста PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	51.	Предупредительный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	52.	Аварийный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	53.	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	54.	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	55.	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	56.	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	57.	Предупредительный уровень Qmax ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	58.	Аварийный уровень Qmax ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	59.	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	60.	PDI положительных импульсов ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	61.	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	62.	Предупредительный уровень PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	63.	Аварийный уровень PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	64.	Количество импульсов ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	65.	Количество положительных импульсов ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	66.	Количество отрицательных импульсов ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	67.	Скорость роста Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	68.	Быстрое изменение Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	69.	Предупредительный уровень скорости роста Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	70.	Аварийный уровень скорости роста Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	71.	Предупредительный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	72.	Аварийный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	73.	Скорость роста PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	74.	Быстрое изменение PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	75.	Предупредительный уровень скорости роста PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	76.	Аварийный уровень скорости роста PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	77.	Предупредительный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	78.	Аварийный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	79.	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	80.	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	81.	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	82.	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	83.	Предупредительный уровень Qmax ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	84.	Аварийный уровень Qmax ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	85.	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	86.	PDI положительных импульсов ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	87.	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	88.	Предупредительный уровень PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	89.	Аварийный уровень PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
							6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
								8
	Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

	90.	Количество импульсов ЧР ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	91.	Количество положительных импульсов ЧР ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	92.	Количество отрицательных импульсов ЧР ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	93.	Скорость роста Q ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	94.	Быстрое изменение Q ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	95.	Предупредительный уровень скорости роста Q ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	96.	Аварийный уровень скорости роста Q ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	97.	Предупредительный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	98.	Аварийный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	99.	Скорость роста PDI ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	100.	Быстрое изменение PDI ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	101.	Предупредительный уровень скорости роста PDI ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	102.	Аварийный уровень скорости роста PDI ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	103.	Предупредительный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	104.	Аварийный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ4	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	105.	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	106.	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	107.	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	108.	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	109.	Предупредительный уровень Qmax ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	110.	Аварийный уровень Qmax ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	111.	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	112.	PDI положительных импульсов ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	113.	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	114.	Предупредительный уровень PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	115.	Аварийный уровень PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	116.	Количество импульсов ЧР ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	117.	Количество положительных импульсов ЧР ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	118.	Количество отрицательных импульсов ЧР ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	119.	Скорость роста Q ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	120.	Быстрое изменение Q ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	121.	Предупредительный уровень скорости роста Q ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	122.	Аварийный уровень скорости роста Q ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	123.	Предупредительный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	124.	Аварийный уровень быстрого изменения Q ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	125.	Скорость роста PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	126.	Быстрое изменение PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	127.	Предупредительный уровень скорости роста PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	128.	Аварийный уровень скорости роста PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	129.	Предупредительный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	130.	Аварийный уровень быстрого изменения PDI ВЧДТ5	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	131.	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	132.	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	133.	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	134.	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	135.	Предупредительный уровень Qmax ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	136.	Аварийный уровень Qmax ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	137.	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	138.	PDI положительных импульсов ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
	139.	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ6	КЛ	220	кВ	ТЗ			
Инв. № подл.							6350-25-ИОС5.7-ТЧ		
Взам. инв.№							6350-25-ИОС5.7-ТЧ		
Подп. и дата							6350-25-ИОС5.7-ТЧ		
Изм. Кол.уч. Лист Подок. Подп. Дата							6350-25-ИОС5.7-ТЧ		
							Лист		
							9		

190. Максимальная амплитуда импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
191. Средняя амплитуда импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
192. Количество импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
193. Предупредительный уровень амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
194. Аварийный уровень амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
195. Скорость роста амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
196. Предупредительный уровень скорости роста амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
197. Аварийный уровень скорости роста амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
198. Изменение амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
199. Предупредительный уровень изменения амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
200. Аварийный уровень изменения амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ						
201. Максимальная амплитуда импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
202. Средняя амплитуда импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
203. Количество импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
204. Предупредительный уровень амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
205. Аварийный уровень амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
206. Скорость роста амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
207. Предупредительный уровень скорости роста амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
208. Аварийный уровень скорости роста амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
209. Изменение амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
210. Предупредительный уровень изменения амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
211. Аварийный уровень изменения амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ						
212. Максимальная амплитуда импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
213. Средняя амплитуда импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
214. Количество импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
215. Предупредительный уровень амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
216. Аварийный уровень амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
217. Скорость роста амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
218. Предупредительный уровень скорости роста амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
219. Аварийный уровень скорости роста амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
220. Изменение амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
221. Предупредительный уровень изменения амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
222. Аварийный уровень изменения амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ						
223. Температура блока Шкаф ЧР №2						
224. Температура блока Шкаф ЧР №3						
Взам. инв.№	225. Напряжение Uвход 1 PSC24(1) Шкаф ЧР №1					
	226. Напряжение Uвход 2 PSC24(1) Шкаф ЧР №1					
	227. Напряжение выхода 1 PSC24(1) Шкаф ЧР №1					
	228. Напряжение выхода 2 PSC24(1) Шкаф ЧР №1					
	229. Ток выхода 1 PSC24(1) Шкаф ЧР №1					
	230. Ток выхода 2 PSC24(1) Шкаф ЧР №1					
Подп. и дата	231. Напряжение Uвход 1 PSC24(2) Шкаф ЧР №1					
	232. Напряжение Uвход 2 PSC24(2) Шкаф ЧР №1					
	233. Напряжение выхода 1 PSC24(2) Шкаф ЧР №1					
	234. Напряжение выхода 2 PSC24(2) Шкаф ЧР №1					
	235. Ток выхода 1 PSC24(2) Шкаф ЧР №1					
	236. Ток выхода 2 PSC24(2) Шкаф ЧР №1					
Инв. № подл.	237. Напряжение Uвход 1 PSC24 Шкаф ЧР №2					
	238. Напряжение Uвход 2 PSC24 Шкаф ЧР №2					

[illegible]

[illegible]

487.	Напряжение заряда АКБ PSC24 Шкаф ЧР №4
488.	% заряда АКБ PSC24 Шкаф ЧР №4
489.	Напряжение аккумулятора PSC24 Шкаф ЧР №4
№ п/п	Телесигнализация (ТС) и Аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС)
1	2
1	Превышение Q max ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ
2	Превышение PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ
3	Превышение скорости роста Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ
4	Превышение быстр. изменения Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ
5	Превышение скорости роста PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ
6	Превышение быстр. изменения PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ
7	Превышение Q max ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ
8	Превышение PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ
9	Превышение скорости роста Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ
10	Превышение быстр. изменения Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ
11	Превышение скорости роста PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ
12	Превышение быстр. изменения PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ
13	Превышение Q max ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ
14	Превышение PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ
15	Превышение скорости роста Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ
16	Превышение быстр. изменения Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ
17	Превышение скорости роста PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ
18	Превышение быстр. изменения PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ
19	Превышение Q max ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ
20	Превышение PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ
21	Превышение скорости роста Q ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ
22	Превышение быстр. изменения Q ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ
23	Превышение скорости роста PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ
24	Превышение быстр. изменения PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ
25	Превышение Q max ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ
26	Превышение PDI ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ
27	Превышение скорости роста Q ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ
28	Превышение быстр. изменения Q ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ
29	Превышение скорости роста PDI ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ
30	Превышение быстр. изменения PDI ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ
31	Превышение Q max ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ
32	Превышение PDI ВЧДТ6КЛ 220 кВ ТЗ
33	Превышение скорости роста Q ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ
34	Превышение быстр. изменения Q ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ
35	Превышение скорости роста PDI ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ
36	Превышение быстр. изменения PDI ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ
37	Превышение максимальной амплитуды импульсов АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ
38	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ
39	Превышение быстр. изменения амплитуды импульсов АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ
40	Превышение максимальной амплитуды импульсов АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ
41	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ
Изм.	Кол.уч.
Лист	Подп.
Нодок.	Дата
6350-25-ИОС5.7-ТЧ	
Лист	
17	

42	Превышение быстр. изменения амплитуды импульсов АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ
43	Превышение максимальной амплитуды импульсов АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ
44	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ
45	Превышение быстр. изменения амплитуды импульсов АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ
46	Превышение максимальной амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ
47	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ
48	Превышение быстр. изменения амплитуды импульсов АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ
49	Превышение максимальной амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ
50	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ
51	Превышение быстр. изменения амплитуды импульсов АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ
52	Превышение максимальной амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ
53	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ
54	Превышение быстр. изменения амплитуды импульсов АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ
55	Наличие связи с блоком АК шкаф ЧР №2
56	Неисправность блока АК шкаф ЧР №2
57	Блок АК- Отсутствие сигнала фазового угла канала 1 шкаф ЧР №2
58	Блок АК - Отсутствие сигнала фазового угла канала 2 шкаф ЧР №2
59	Блок АК- Режим работы шкаф ЧР №2
60	Блок АК- Пуск измерения шкаф ЧР №2
61	Блок АК- Неисправность платы 1 шкаф ЧР №2
62	Блок АК- Неисправность платы 2 шкаф ЧР №2
63	Блок АК- Неисправность платы 3 шкаф ЧР №2
64	Блок АК- Статус платы 1 шкаф ЧР №2
65	Блок АК- Статус платы 2 шкаф ЧР №2
66	Блок АК- Статус платы 3 шкаф ЧР №2
67	Блок АК-Превышение температуры контроллера шкаф ЧР №2
68	Наличие связи с блоком ВЧ шкаф ЧР №2
69	Неисправность блока ВЧ шкаф ЧР №2
70	Блок ВЧ - Отсутствие сигнала фазового угла канала 1 шкаф ЧР №2
71	Блок ВЧ - Отсутствие сигнала фазового угла канала 2 шкаф ЧР №2
72	Блок ВЧ - Режим работы шкаф ЧР №2
73	Блок ВЧ - Пуск измерения шкаф ЧР №2
74	Блок ВЧ - Неисправность платы 1 шкаф ЧР №2
75	Блок ВЧ - Неисправность платы 2 шкаф ЧР №2
76	Блок ВЧ - Неисправность платы 3 шкаф ЧР №2
77	Блок ВЧ - Статус платы 1 шкаф ЧР №2
78	Блок ВЧ - Статус платы 2 шкаф ЧР №2
79	Блок ВЧ - Статус платы 3 шкаф ЧР №2
80	Блок ВЧ -Превышение температуры контроллера шкаф ЧР №2
81	Работает вход №1 PSC24 Шкаф ЧР №2
82	Работает вход №2 PSC24 Шкаф ЧР №2
83	Отсутствие Uвход №1 PSC24 Шкаф ЧР №2
84	Отсутствие Uвход №2 PSC24 Шкаф ЧР №2
85	Неисправность батареи PSC24 Шкаф ЧР №2
86	Работа от батареи PSC24 Шкаф ЧР №2
87	Связь с модулем PSC24 Шкаф ЧР №2
88	Связь с коммутатором Шкаф ЧР №2
89	Охрана шкафа ЧР №2
90	Работает вход №1 PSC24(1) Шкаф ЧР №1

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.

Кол.уч.

Лист

№док.

Подп.

Дата

6350-25-ИОС5.7-ТЧ

Лист

18

189	Отсутствие Увход №2 PSC24 Шкаф ЧР №4					
190	Неисправность батареи PSC24 Шкаф ЧР №4					
191	Работа от батареи PSC24 Шкаф ЧР №4					
192	Связь с модулем PSC24 Шкаф ЧР №4					
193	Связь с коммутатором Шкаф ЧР №4					
194	Охрана шкафа ЧР №4					
195	Работает вход №1 PSC24 Шкаф ЧР №3					
196	Работает вход №2 PSC24 Шкаф ЧР №3					
197	Отсутствие Увход №1 PSC24 Шкаф ЧР №3					
198	Отсутствие Увход №2 PSC24 Шкаф ЧР №3					
199	Неисправность батареи PSC24 Шкаф ЧР №3					
200	Работа от батареи PSC24 Шкаф ЧР №3					
201	Связь с модулем PSC24 Шкаф ЧР №3					
202	Связь с коммутатором Шкаф ЧР №3					
203	Охрана шкафа ЧР №3					
№ п/п	Телеуправление (ТУ)					
1	Блок АК - Управление режимом работы Шкаф ЧР №2					
2	Блок АК- Ручной пуск измерения Шкаф ЧР №2					
3	Блок ВЧ - Управление режимом работы Шкаф ЧР №2					
4	Блок ВЧ - Ручной пуск измерения Шкаф ЧР №2					
5	Блок ЧР - Управление режимом работы Шкаф ЧР №4					
6	Блок ЧР- Ручной пуск измерения Шкаф ЧР №4					
7	Блок ЧР - Управление режимом работы Шкаф ЧР №3					
8	Блок ЧР - Ручной пуск измерения Шкаф ЧР №3					
№ п/п	Телерегулирование					
1	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
2	Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
3	Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
4	Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
5	Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
6	Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
7	Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
8	Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
9	Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
10	Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
11	Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
12	Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т3					
13	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					

№ п/п		Телерегулирование					
14		Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
15		Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
16		Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
17		Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
18		Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
19		Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
20		Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
21		Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
22		Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
23		Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
24		Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3					
25		Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
26		Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
27		Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
28		Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
29		Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
30		Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
31		Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
32		Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
33		Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
34		Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
35		Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
36		Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3					
37		Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
38		Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
39		Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
40		Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
41		Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
42		Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
43		Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
44		Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
45		Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
46		Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
47		Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
48		Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3					
49		Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т3					
Инв. № подл.						6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
							22
Взам. инв.№							
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

№ п/п		Телерегулирование							
50		Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
51		Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
52		Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
53		Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
54		Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
55		Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
56		Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
57		Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
58		Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
59		Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
60		Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ							
61		Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
62		Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
63		Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
64		Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
65		Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
66		Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
67		Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
68		Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
69		Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
70		Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
71		Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
72		Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ							
73		Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ							
74		Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ							
75		Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ							
Взам. инв.№	76	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ							
	77	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ							
Подп. и дата	78	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ							
	79	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ							
Инв. № подл.	80	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ							
	81	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ							
								6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
									23
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

№ п/п		Телерегулирование										
82	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ											
83	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ											
84	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ											
85	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ											
86	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ											
87	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ											
88	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ											
89	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ											
90	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ											
91	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ											
92	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ											
93	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ											
94	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ											
95	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ											
96	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД4 КЛ 220 кВ ТЗ											
97	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ											
98	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ											
99	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ											
100	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ											
101	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ											
102	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД5 КЛ 220 кВ ТЗ											
103	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ											
104	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ											
105	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ											
Инв. № подл.												
							6350-25-ИОС5.7-ТЧ					Лист
												24
	Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата						
Взам. инв.№												
Подп. и дата												

Телерегулирование						
№ п/п						
106	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ					
107	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ					
108	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД6 КЛ 220 кВ ТЗ					
109	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
110	Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
111	Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
112	Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
113	Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
114	Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
115	Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
116	Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
117	Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
118	Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
119	Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
120	Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4					
121	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
122	Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
123	Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
124	Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
125	Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
126	Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
127	Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
128	Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
129	Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
130	Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
131	Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
132	Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
133	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
134	Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
135	Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
136	Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
137	Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
138	Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
139	Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата
Инв. № инв.	6350-25-ИОС5.7-ТЧ					Лист
						25
Подп. и дата						
Взам. инв.№						

Телерегулирование						
№ п/п						
140	Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
141	Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
142	Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
143	Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
144	Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
145	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
146	Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
147	Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
148	Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
149	Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
150	Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
151	Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
152	Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
153	Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
154	Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
155	Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
156	Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
157	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
158	Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
159	Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
160	Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
161	Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
162	Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
163	Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
164	Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
165	Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
166	Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
167	Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
168	Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
169	Установка порогов Q max. Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
170	Установка порогов Q max. Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
171	Установка порогов PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
172	Установка порогов PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
173	Установка порогов скорости роста Q Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
174	Установка порогов скорости роста Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
175	Установка порогов изменения Q Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
<div> <div> <div>Взам. инв.№</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Инв. № подл.</div> </div> <div> <div>Изм.</div> <div>Кол.уч.</div> <div>Лист</div> <div>Нодок.</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div> </div> <div> <div>6350-25-ИОС5.7-ТЧ</div> <div>Лист</div> <div>26</div> </div> </div>						

		Телерегулирование							
		176	Установка порогов изменения Q Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4						
		177	Установка порогов скорости роста PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4						
		178	Установка порогов скорости роста PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4						
		179	Установка порогов изменения PDI Верхний предельный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4						
		180	Установка порогов изменения PDI Верхний аварийный уровень ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4						
		181	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД1 КЛ 220 кВ Т4						
		182	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД1 КЛ 220 кВ Т4						
		183	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД1 КЛ 220 кВ Т4						
		184	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД1 КЛ 220 кВ Т4						
		185	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД1 КЛ 220 кВ Т4						
		186	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД1 КЛ 220 кВ Т4						
		187	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД2 КЛ 220 кВ Т4						
		188	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД2 КЛ 220 кВ Т4						
		189	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД2 КЛ 220 кВ Т4						
		190	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД2 КЛ 220 кВ Т4						
		191	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД2 КЛ 220 кВ Т4						
		192	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД2 КЛ 220 кВ Т4						
		193	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД3 КЛ 220 кВ Т4						
		194	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД3 КЛ 220 кВ Т4						
		195	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД3 КЛ 220 кВ Т4						
Взам. инв.№		196	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД3 КЛ 220 кВ Т4						
		197	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД3 КЛ 220 кВ Т4						
Подп. и дата		198	Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД3 КЛ 220 кВ Т4						
		199	Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД4 КЛ 220 кВ Т4						
		200	Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД4 КЛ 220 кВ Т4						
		201	Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД4 КЛ 220 кВ Т4						
Инв. № подл.									
								6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
									27
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

		Телерегулирование							
		202 Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД4 КЛ 220 кВ Т4							
		203 Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД4 КЛ 220 кВ Т4							
		204 Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД4 КЛ 220 кВ Т4							
		205 Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД5 КЛ 220 кВ Т4							
		206 Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД5 КЛ 220 кВ Т4							
		207 Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД5 КЛ 220 кВ Т4							
		208 Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД5 КЛ 220 кВ Т4							
		209 Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД5 КЛ 220 кВ Т4							
		210 Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД5 КЛ 220 кВ Т4							
		211 Установка порогов макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД6 КЛ 220 кВ Т4							
		212 Установка порогов макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД6 КЛ 220 кВ Т4							
		213 Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний предупредительный уровень АкД6 КЛ 220 кВ Т4							
		214 Установка порогов скорости роста макс. ампл. Верхний аварийный уровень АкД6 КЛ 220 кВ Т4							
		215 Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний предупредительный уровень АкД6 КЛ 220 кВ Т4							
		216 Установка порогов быстр. изм. макс. ампл. имп. Верхний аварийный уровень АкД6 КЛ 220 кВ Т4							
		Телеизмерение интегральное							
		1 Диагностика шкафа ЧР №2(АК) - Период замера							
		2 Диагностика шкафа ЧР №2 (АК) - Время до замера							
		3 Диагностика шкафа ЧР №2(ВЧ) - Период замера							
		4 Диагностика шкафа ЧР №2(ВЧ) - Время до замера							
		5 Диагностика шкафа ЧР №4 - Период замера							
		6 Диагностика шкафа ЧР №4 - Время до замера							
		7 Диагностика шкафа ЧР №3 - Период замера							
		8 Диагностика шкафа ЧР №3 - Время до замера							
Инв. № подл.								6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
									28
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата		

4. Сигналы, передаваемые системой диагностики ЧР с ПС 220 кВ Мельниково на ДП МВС

№ п/п		Телеизмерения текущие (ТИТ)					
1		Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
2		Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
3		Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
4		Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
5		PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
6		PDI положительных импульсов ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
7		PDI отрицательных импульсов ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
8		Количество импульсов ЧР ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
9		Скорость роста Q ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
10		Скорость роста PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ ТЗ					
11		Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
12		Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
13		Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
14		Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
15		PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
16		PDI положительных импульсов ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
17		PDI отрицательных импульсов ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
18		Количество импульсов ЧР ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
19		Скорость роста Q ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
20		Скорость роста PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ ТЗ					
21		Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
22		Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
23		Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
24		Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
25		PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
26		PDI положительных импульсов ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
27		PDI отрицательных импульсов ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
28		Количество импульсов ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
29		Скорость роста Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
30		Скорость роста PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ ТЗ					
31		Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
32		Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
33		Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					

<div>Инв. № подл.</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Взам. инв.№</div>	Телеизмерения текущие (ТИТ)					
	№ п/п					
	34 Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
	35 PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
	36 PDI положительных импульсов ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
	37 PDI отрицательных импульсов ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
	38 Количество импульсов ЧР ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
	39 Скорость роста Q ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
	40 Скорость роста PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ ТЗ					
	41 Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	42 Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	43 Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	44 Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	45 PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	46 PDI положительных импульсов ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	47 PDI отрицательных импульсов ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	48 Количество импульсов ЧР ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	49 Скорость роста Q ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	50 Скорость роста PDI ВЧДТ5 КЛ 220 кВ ТЗ					
	51 Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	52 Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	53 Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	54 Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	55 PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	56 PDI положительных импульсов ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	57 PDI отрицательных импульсов ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	58 Количество импульсов ЧР ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	59 Скорость роста Q ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	60 Скорость роста PDI ВЧДТ6 КЛ 220 кВ ТЗ					
	61 Максимальная амплитуда импульсов АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ					
	62 Средняя амплитуда импульсов АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ					
	63 Количество импульсов АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ					
	64 Скорость роста амплитуды импульсов АкД1 КЛ 220 кВ ТЗ					
	65 Максимальная амплитуда импульсов АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ					
	66 Средняя амплитуда импульсов АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ					
	67 Количество импульсов АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ					
	68 Скорость роста амплитуды импульсов АкД2 КЛ 220 кВ ТЗ					
	69 Максимальная амплитуда импульсов АкД3 КЛ 220 кВ ТЗ					

№ п/п		Телеизмерения текущие (ТИТ)												
70		Средняя амплитуда импульсов АкД3 Кл 220 кВ Т3												
71		Количество импульсов АкД3 Кл 220 кВ Т3												
72		Скорость роста амплитуды импульсов АкД3 Кл 220 кВ Т3												
73		Максимальная амплитуда импульсов АкД4 Кл 220 кВ Т3												
74		Средняя амплитуда импульсов АкД4 Кл 220 кВ Т3												
75		Количество импульсов АкД4 Кл 220 кВ Т3												
76		Скорость роста амплитуды импульсов АкД4 Кл 220 кВ Т3												
77		Максимальная амплитуда импульсов АкД5 Кл 220 кВ Т3												
78		Средняя амплитуда импульсов АкД5 Кл 220 кВ Т3												
79		Количество импульсов АкД5 Кл 220 кВ Т3												
80		Скорость роста амплитуды импульсов АкД5 Кл 220 кВ Т3												
81		Максимальная амплитуда импульсов АкД6 Кл 220 кВ Т3												
82		Средняя амплитуда импульсов АкД6 Кл 220 кВ Т3												
83		Количество импульсов АкД6 Кл 220 кВ Т3												
84		Скорость роста амплитуды импульсов АкД6 Кл 220 кВ Т3												
85		% заряда АКБ ЧР №2												
86		% заряда АКБ ЧР №3												
87		Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
88		Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
89		Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
90		Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
91		PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
92		PDI положительных импульсов ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
93		PDI отрицательных импульсов ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
94		Количество импульсов ЧР ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
95		Скорость роста Q ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
96		Скорость роста PDI ВЧДТ1 Кл 220 кВ Т4												
97		Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
98		Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
99		Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
100		Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
101		PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
102		PDI положительных импульсов ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
103		PDI отрицательных импульсов ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
104		Количество импульсов ЧР ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
105		Скорость роста Q ВЧДТ2 Кл 220 кВ Т4												
Инв. № подл.							6350-25-ИОС5.7-ТЧ						Лист	
													31	
Взам. инв.№	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата							

№ п/п		Телеизмерения текущие (ТИТ)					
	106	Скорость роста PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4					
	107	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	108	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	109	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	110	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	111	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	112	PDI положительных импульсов ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	113	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	114	Количество импульсов ЧР ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	115	Скорость роста Q ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	116	Скорость роста PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4					
	117	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	118	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	119	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	120	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	121	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	122	PDI положительных импульсов ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	123	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	124	Количество импульсов ЧР ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	125	Скорость роста Q ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	126	Скорость роста PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4					
	127	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	128	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	129	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	130	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	131	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
Взам. инв.№	132	PDI положительных импульсов ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	133	PDI отрицательных импульсов ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	134	Количество импульсов ЧР ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	135	Скорость роста Q ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
Подп. и дата	136	Скорость роста PDI ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4					
	137	Qmax (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
	138	Qmax (амплитуда положительных импульсов ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
	139	Qmax (амплитуда отрицательных импульсов ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
	140	Qср (амплитуда ЧР ВЧ) ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
Инв. № подл.	141	PDI - интенсивность ЧР ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4					
						6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
							32
Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата		

[illegible]

	4	Превышение PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т3						
	5	Превышение Q max ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	6	Превышение PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т3						
	7	Превышение Q max ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	8	Превышение PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т3						
	9	Превышение Q max ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т3						
	10	Превышение PDI ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т3						
	11	Превышение Q max ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т3						
	12	Превышение PDI ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т3						
	13	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД1 КЛ 220 кВ Т3						
	14	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД1 КЛ 220 кВ Т3						
	15	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД2 КЛ 220 кВ Т3						
	16	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД2 КЛ 220 кВ Т3						
	17	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД3 КЛ 220 кВ Т3						
	18	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД3 КЛ 220 кВ Т3						
	19	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД4 КЛ 220 кВ Т3						
	20	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД4 КЛ 220 кВ Т3						
	21	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД5 КЛ 220 кВ Т3						
	22	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД5 КЛ 220 кВ Т3						
	23	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД6 КЛ 220 кВ Т3						
	24	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД6 КЛ 220 кВ Т3						
	25	Неисправность блока АК Шкаф ЧР №2						
	26	Неисправность блока ВЧ Шкаф ЧР №2						
	27	Неисправность батареи Шкаф ЧР №2						
	28	Работа от батареи Шкаф ЧР №2						
	29	Охрана шкафа ЧР №2						
	30	Общая неисправность шкаф ЧР №2						
	31	Охрана шкафа ЧР №1						
	32	Общая неисправность шкаф ЧР №1						
	33	Неисправность блока ЧР Шкаф ЧР №3						
	34	Неисправность батареи Шкаф ЧР №3						
	35	Работа от батареи Шкаф ЧР №3						
	36	Охрана шкафа ЧР №3						
	37	Превышение Q max ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4						
	38	Превышение PDI ВЧДТ1 КЛ 220 кВ Т4						
	39	Превышение Q max ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4						
	40	Превышение PDI ВЧДТ2 КЛ 220 кВ Т4						
	Инв. № подл.						6350-25-ИОС5.7-ТЧ	Лист
								34
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.		Дата

	41	Превышение Q max ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4													
	42	Превышение PDI ВЧДТ3 КЛ 220 кВ Т4													
	43	Превышение Q max ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4													
	44	Превышение PDI ВЧДТ4 КЛ 220 кВ Т4													
	45	Превышение Q max ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4													
	46	Превышение PDI ВЧДТ5 КЛ 220 кВ Т4													
	47	Превышение Q max ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4													
	48	Превышение PDI ВЧДТ6 КЛ 220 кВ Т4													
	49	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД1 КЛ 220 кВ Т4													
	50	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД1 КЛ 220 кВ Т4													
	51	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД2 КЛ 220 кВ Т4													
	52	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД2 КЛ 220 кВ Т4													
	53	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД3 КЛ 220 кВ Т4													
	54	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД3 КЛ 220 кВ Т4													
	55	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД4 КЛ 220 кВ Т4													
	56	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД4 КЛ 220 кВ Т4													
	57	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД5 КЛ 220 кВ Т4													
	58	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД5 КЛ 220 кВ Т4													
	59	Превышение максимальной амплитуды импульсов АқД6 КЛ 220 кВ Т4													
	60	Превышение скорости роста амплитуды импульсов АқД6 КЛ 220 кВ Т4													
	61	Неисправность блока ЧР Шкаф ЧР №4													
	62	Неисправность батареи Шкаф ЧР №4													
	63	Работа от батареи Шкаф ЧР №4													
	64	Охрана шкафа ЧР №4													
	65	Общая неисправность шкаф ЧР №4													
	<div>5. Метрологическое обеспечение</div> <p>Регистратор высокочастотных импульсов имеет свидетельство об утверждении типа средств измерений RA.RU.311390 №1848. Регистрационный № 82767-21.</p> <p>Таблица 1 - Метрологические характеристики.</p> <table><tr><th colspan="2">Наименование характеристики</th><th>Значение</th></tr><tr><td colspan="2">Диапазон измерений кажущегося разряда, пКл</td><td>От 10 до 10000</td></tr><tr><td colspan="2">Частота импульсов кажущегося разряда, Гц</td><td>От 10 до 10000</td></tr><tr><td colspan="2">Пределы допускаемой относительной погрешности измерений кажущегося разряда, %</td><td>±10</td></tr></table> <div><div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div><div>6350-25-ИОС5.7-ТЧ</div><div>Лист</div></div> <div><div>Изм.</div><div>Кол.уч.</div><div>Лист</div><div>Подок.</div><div>Подп.</div><div>Дата</div></div> <div>35</div>			Наименование характеристики		Значение	Диапазон измерений кажущегося разряда, пКл		От 10 до 10000	Частота импульсов кажущегося разряда, Гц		От 10 до 10000	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений кажущегося разряда, %		±10
				Наименование характеристики		Значение									
				Диапазон измерений кажущегося разряда, пКл		От 10 до 10000									
				Частота импульсов кажущегося разряда, Гц		От 10 до 10000									
				Пределы допускаемой относительной погрешности измерений кажущегося разряда, %		±10									

Требования безопасности

При подготовке и проведении измерений необходимо соблюдать требования ГОСТ 12.3.019-80, «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных Ростехнадзором.

Условия измерений:

При проведении измерений должны быть соблюдены следующие условия:

- Температура окружающего воздуха, °С от 15 до 35;
- Относительная влажность воздуха, % от 45 до 75;
- Атмосферное давление, кПа от 86 до 106.

Операции, производимые со средствами измерений и измерительными блоком ЧР должны соответствовать указаниям, приведенным в эксплуатационной документации.

Нормативные документы устанавливающие требования к регистраторам высокочастотных импульсов: ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

Средства измерений на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие:

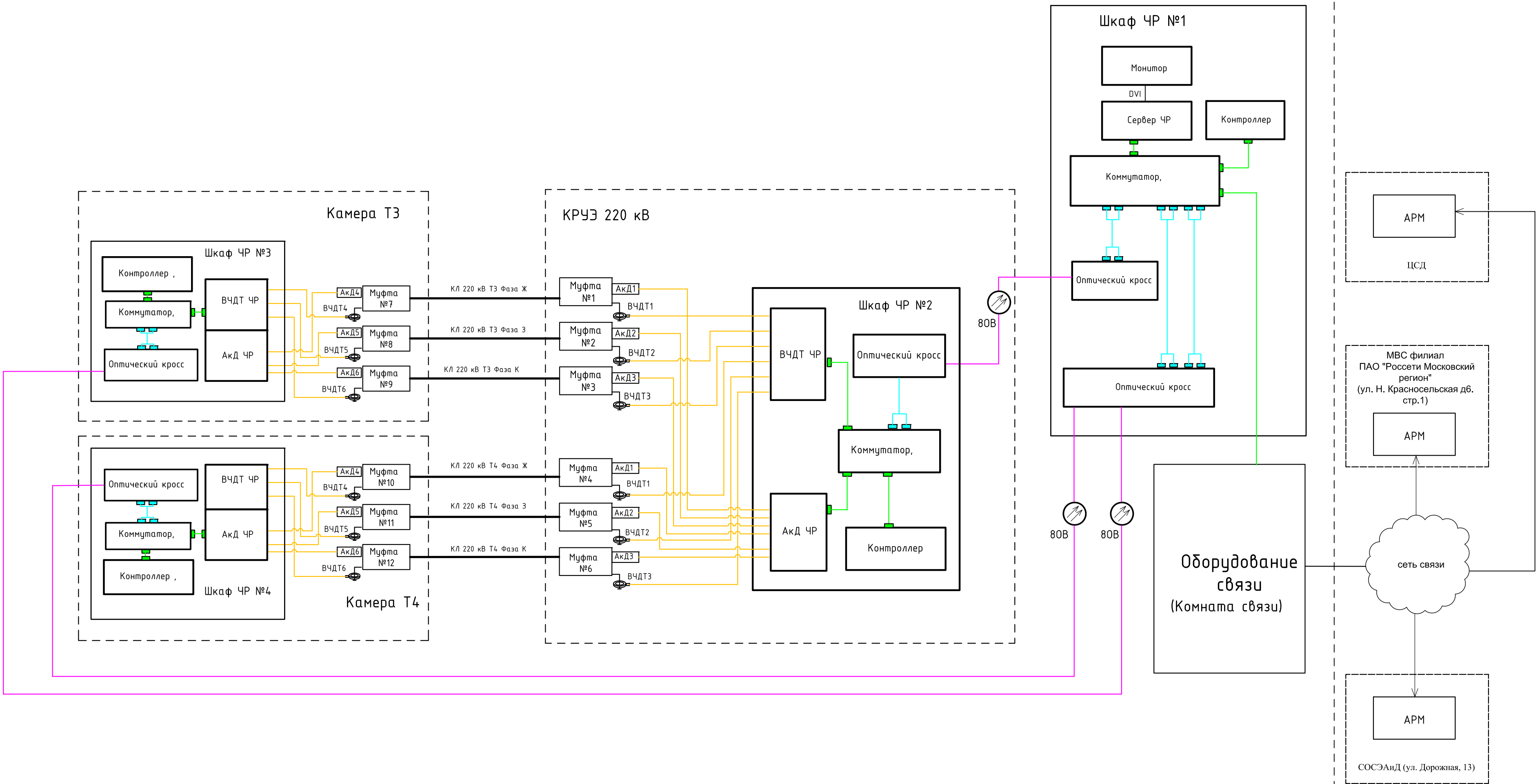
- Свидетельства об утверждении типа СИ;
- Свидетельства о поверке.





Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										36
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС5.7-ТЧ				

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

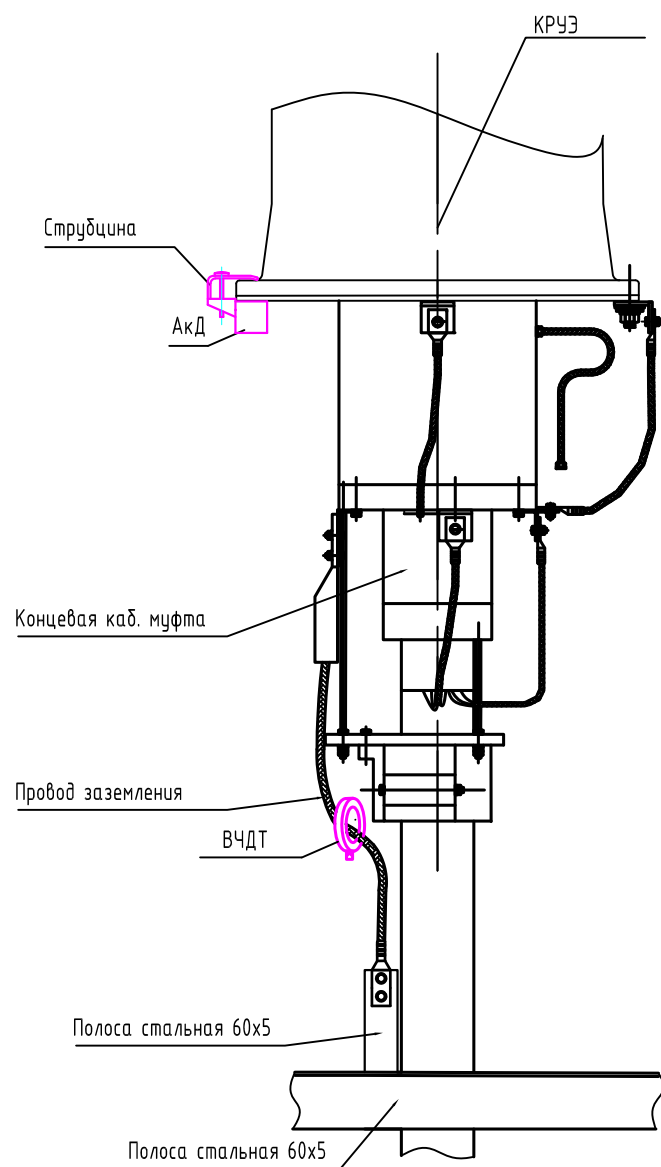
ПС Мельниково

Релейный щит

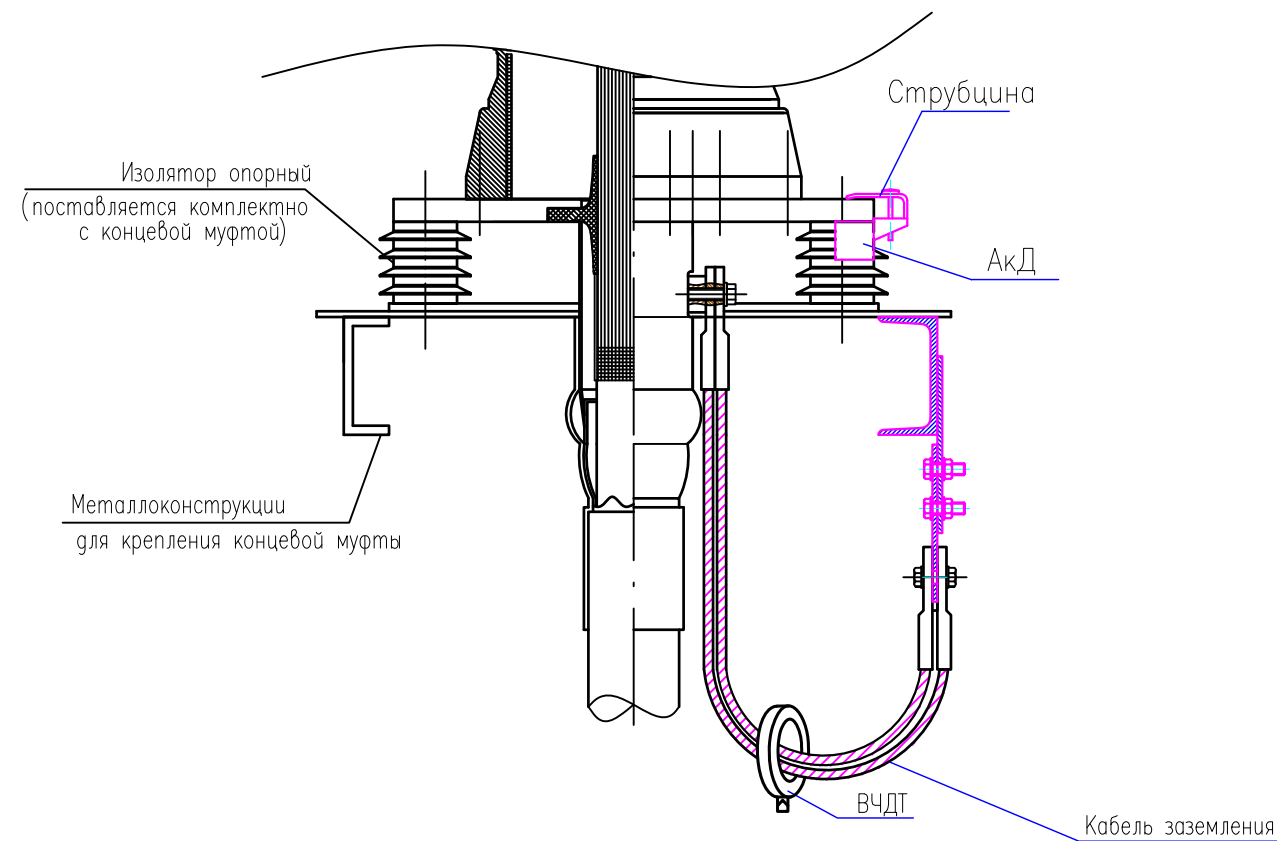


						6350-25-ИОС5.7-ГЧ.1				
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.		Николаев			10.08.25	Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов КЛ 220 кВ	Стадия	Лист	Листов	
Проверил		Капоров			10.08.25		П	1		
						Структурная схема	ООО "Интеллектуальные сети и системы"			
Н. контр.		Булаев			10.08.25					
ГИП		Бороздин			10.08.25					





Установка датчиков системы диагностики ЧР
в КРУЭ 220 кВ







Установка датчиков системы диагностики ЧР
на концевой муфте 220 кВ



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

						6350-25-ИОС5.7-ГЧ.2			
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов КЛ 220 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Николаев			10.08.25		П	1	
Проверил		Капоров			10.08.25				
Н. контр.		Булаев			10.08.25	Установка датчиков ЧР	ООО "Интеллектуальные сети и системы"		
ГИП		Бороздин			10.08.25				

Согласовано				Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Поставщик	Ед. изме-рения	Кол.	Масса 1 ед., кг	Примечание
					1. Оборудование							
				1	Комплект TOPAZ ЧР №3-№4 в составе:				компл.	2		
				1.1	Шкаф настенный одностороннего обслуживания с монтажной панелью, габариты 1000х600х300 (ВхШхГ)				шт.	1		
				1.2	Измерительный прибор TOPAZ ВЧ-3НF-3АС-1GTx-LV				шт	1		
				1.3	Блок питания 240W 24V 10A				шт	1		
				1.4	Розетка ABB M1173				шт	1		
				1.5	Контроллер питания TOPAZ PSC 24V10A				шт	1		
				1.6	Блок аккумуляторный TOPAZ AU-7Ah/24V				шт	1		
				1.7	Контроллер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 (2GTx-4R) с СПО TOPAZ				шт	1		
				1.8	Коммутатор TOPAZ SW 506 4Tx-2FxS с СПО XML Cfg 506				шт	1		
				1.9	Кросс оптический 8 ОВ				шт	1		
				1.10	Дуплексный оптический патч-корд LC-LC 0.5м (SM)				шт	2		
				1.11	Автоматический выключатель 1П С6АС				шт	1		
				1.12	Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C -Pr				шт	1		
				1.13	Концевой выключатель (датчик охраны шкафа)				шт	1		
Взам. инв.№			1.14	Клеммы (3 клеммы)				компл	1			
			1.15	Программное обеспечение для передачи информации на ПС по протоколу МЭК61850-8-1 «TOPAZ IEC Control ЧР/ПС»				шт	1			
Подп. и дата			1.16	Датчик регистрации высокочастотных импульсов TOPAZ ВЧ-НF				шт.	3			
Инв. № подл.												

						6350-25-ИОС5.7.СО							
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково							
Изм.	Кол.уч.	Подп.	Подок.	Подп.	Дата	Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов КЛ 220 кВ					Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Николаев			10.08.25						П	1	4
Проверил		Капоров			10.08.25								
						Спецификация оборудования, изделий и материалов					ООО «Интеллектуальные сети и системы»		
Н. контр.		Булаев			10.08.25								
ГИП		Бороздин			10.08.25								

		Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Поставщик	Ед. изме-рения	Кол.	Масса 1 ед., кг	Примечание
Инв. № подл.	Подп. и дата	1.17	Датчик акустический TOPAZ ВЧ-АС				шт.	3		
		2	Комплект TOPAZ ЧР №1 серверный для ЦУ ПС в составе:				компл	1		
		2.1	Шкаф напольный двухстороннего обслуживания (2200(В)-600(Ш)-600(Г))				шт.	1		
		2.2	Сервер ЧР TOPAZ IEC DAS MX683 с СПО				компл.	1		
		2.3	Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C -Pr				шт	1		
		2.4	Контроллер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 (2GTx-4R) с СПО TOPAZ				шт	1		
		2.5	Автоматический выключатель 1П С10АС				шт.	4		
		2.6	Автоматический выключатель 1П С16АС				шт.	2		
		2.7	Монитор 22" (16/9)				шт.	1		
		2.8	Клавиатура проводная				шт.	1		
		2.9	Мышь оптическая				шт.	1		
		2.10	Полка для клавиатуры TLK-KB1-BK (выдвижная 19" 1U)				шт.	1		
		2.11	Контроллер питания TOPAZ PSC 24V10A				шт.	1		
		2.12	Датчик температуры TOPAZ PSC-DT				шт.	1		
		2.13	Оптический кросс 16 ОВ				шт	2		
		2.14	Дуплексный оптический патч-корд LC-LC 1м (SM)				шт	4		
		2.15	Блок питания 240W 24V 10A				шт	1		
		2.16	Коммутатор SW 516 8Tx-8FxS-24-24 с СПО XML Cfg 516				шт.	1		
		2.17	Розетка с заземлением M1173				шт.	1		
		2.18	Блок вентиляторов				шт	1		
Взам. инв.№		2.19	Концевой выключатель (датчик охраны шкафа)				шт	2		
		2.20	Клеммы WAGO 281-652, WAGO 281-654,WAGO 281-657 (3 клеммы)				компл	6		
		2.21	Клеммы WAGO 280-830 (6 клемм)				компл	2		
						6350-25-ИОС5.7.CO				Лист
										2

		Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Поставщик	Ед. изме-рения	Кол.	Масса 1 ед., кг	Примечание
		2.22	Модуль АВР TOPAZ ASR 220V10A				шт			
		2.23	Программное обеспечение для передачи информации на ДП по протоколу МЭК61850-8-1 (МЭК60870-5-104)				компл.	2		
		3	Комплект TOPAZ ЧР №2 в составе:				компл.	1		
		3.1	Шкаф настенный одностороннего обслуживания с монтажной панелью, габариты 1000x600x300 (ВxШxГ)				шт.	1		
		3.2	Измерительный прибор TOPAZ ВЧ-6HF-1GTx-LV				шт	1		
		3.3	Измерительный прибор TOPAZ ВЧ-6AC-1GTx-LV				шт	1		
		3.4	Блок питания 240W 24V 10A				шт	1		
		3.5	Розетка ABB M1173				шт	1		
		3.6	Контроллер питания TOPAZ PSC 24V10A				шт	1		
		3.7	Блок аккумуляторный TOPAZ AU-7Ah/24V				шт	1		
		3.8	Контроллер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 (2GTx-4R) с СПО TOPAZ				шт	1		
		3.9	Коммутатор TOPAZ SW 506 4Tx-2Fxs с СПО XML Cfg 506				шт	1		
		3.10	Кросс оптический 8 ОВ				шт	1		
		3.11	Дуплексный оптический патч-корд LC-LC 0.5м (SM)				шт	2		
		3.12	Автоматический выключатель 1П С6AC				шт	1		
		3.13	Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C -Pr				шт	1		
		3.14	Концевой выключатель (датчик охраны шкафа)				шт	1		
Взам. инв. №	Подп. и дата	3.15	Клеммы (3 клеммы)				компл	1		
		3.16	Программное обеспечение для передачи информации на ПС по протоколу МЭК61850-8-1 «TOPAZ IEC Control ЧР/ПС»				шт	1		
		3.17	Датчик регистрации высокочастотных импульсов TOPAZ ВЧ-HF				шт.	6		
		3.18	Датчик акустический TOPAZ ВЧ-АС				шт.	6		
Инв. № подл.										
								6350-25-ИОС5.7.CO		Лист
										3
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			

Инв. № подл.	Подп. и Дата	Взам. инв.№

Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Поставщик	Ед. изме-рения	Кол.	Масса 1 ед., кг	Примечание
	Кабельные изделия							
4.1	Кабель коаксиальный	PK50-3-35			м	432		
4.2	Кабель оптоволоконный одномодовый	ОКНП-Т-8А-7,0			м	600		
4.3	Кабель питания	ВВГнг-LS 3x2,5			м	200		
4.4	Кабель питания	ВВГнг-LS 3x4			м	500		
4.5	Кабель FTP	FTP кат 5Е 4x2x0,6			м	100		
	Изделия и материалы							
5.1	Труба гофрированная негорючая ПВХ, D=16мм.				м	532		
5.2	Кабельные стяжки полиамидные черные (50 шт/уп)				уп	2		
5.3	Лоток листовой неперфорированный 100x100 с крышкой				м	20		
5.4	Автоматический выключатель 2П С25АС				шт	2		

						6350-25-ИОС5.7.СО		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата			4

№ п/п	Наименование работ	Ед. измерения	Кол.
1	2	3	4
1.	<u>1. Установка и монтаж</u>		
1.1.	Шкаф системы мониторинга ЧР	компл	4
1.2.	Высокочастотный датчик	шт	12
1.3.	Акустический датчик	шт	12
1.4.	Лоток листовой неперфорированный 100x100 с крышкой	м	20
1.5.	Автоматический выключатель	шт	2
2.	<u>2. Прокладка кабелей</u>		
2.1.	Прокладка силовых кабелей	м	700
2.2.	Прокладка коаксиальных кабелей в гофротрубе	м	432
2.3.	Прокладка кабелей FTP «витая пара» в гофротрубе	м	100
2.4.	Прокладка оптических кабелей	м	600
2.5.	Сварка и измерение оптических волокон	поз	32
3.	<u>3. Наладка оборудования</u>		
3.1	Конфигурирование регистратора высокочастотных импульсов ЧР	шт	4
3.2	Конфигурирование регистратора акустических сигналов ЧР	шт	4
3.3	Настройка конфигурации контроллера TOPAZ DAS MX240 E2R4 в части обмена информацией с регистратором ЧР	шт	4
3.5	Настройка конфигурации Сервера ЧР	шт	1
3.6	Наладка оборудования профильного подразделения АРМ Н. Красносельская 6 с1 каб. 421, АРМ ул. Дорожная,13А, АРМ ЦСД	работа	3

[illegible]

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»

7707754710-20250813-1208

(регистрационный номер выписки)

13.08.2025

(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 «Интеллектуальные сети и системы»

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1117746592754

(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	7707754710
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью «Интеллектуальные сети и системы»
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО «ИСС»
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	117452, Россия, Москва, г.Москва, б-р Черноморский, дом 17, корп.1, 2
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Саморегулируемая организация Ассоциация «Объединение градостроительного планирования и проектирования» (СРО-П-021-28082009)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	П-021-007707754710-1618
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	28.12.2017
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, 28.12.2017	Да, 12.01.2018	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	Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять 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	12.01.2018
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	Второй уровень ответственности (не превышает пятьдесят миллионов рублей)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
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	Нет
-----	--	------------



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

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

129090, г. Москва, пр-т Мира, 3, стр.3

СЕРТИФИКАТ 02 A9 64 C2 00 16 B3 DD A0 42 4E 1C 7B 48 A1 7E 77

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: с 10.07.2025 по 10.10.2026



СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ

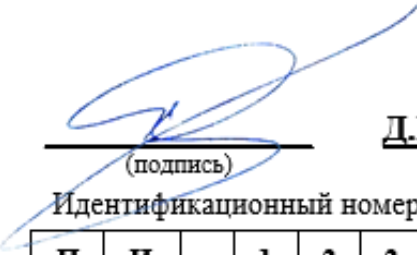


А.С. Куделин
(подпись) (ФИО)

16.08.2024

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер ПАО
«Россети Московский регион»



Д.Б. Гвоздев
(подпись) (ФИО)

Идентификационный номер специалиста

П	И	-	1	2	2	5	1	8
---	---	---	---	---	---	---	---	---

№153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024

Задание на проектирование

по титулу «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

АДРЕС на территории ПС 220 кВ Молжаниновка
(г. Москва, Новосходненское шоссе, д.80)

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

(наименование организации)

(должность)

(Ф.И.О.)

(подпись)

« ____ » _____ 20__ г.

М.П.

ГИП _____

(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Москва 2024 г.

1. Основание для проектирования

1.1. Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом МЭ РФ от 22.12.2023 года №31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@», а также текущий проект ее корректировки.

1.2. Регламент подготовки, согласования и утверждения ТУ, ЗП и ПСД на сооружение, техническое перевооружение и реконструкцию объектов ПАО «Россети Московский регион» и объектов сторонних организаций, связанных с объектами ПАО «Россети Московский регион» (далее – регламент) в действующей редакции.

1.3. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» № И-24-00-223309/125 к договору о технологическом присоединении от 15.06.2023 № ИА-23-302-15007(624621).

2. Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации.

НТД указаны в приложении 1 к типовому заданию на проектирование ПАО «Россети», утвержденного распоряжением ПАО «Россети» от 17.11.2017 № 628р. Также необходимо учесть следующие НТД:

- «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем» утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.

- ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока», утвержденный и введенный в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.10.2018 №51-пнст.

- ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».

- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Министерства энергетики РФ от 03.08.2018 №630.

- Методические указания по проектированию энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195.

- ГОСТ Р 71170-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проверка соответствия номинального тока отключения выключателей 110 кВ и выше расчетным уровням токов короткого замыкания. Нормы и требования».

- Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №100 «Об утверждении правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики».

– «Порядок раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики», утвержденный приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.02.2023 № 82.

При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном приложении.

3. Заказчик

«Московские высоковольтные сети» – филиал ПАО «Россети Московский регион».

4. Проектная организация (генеральный проектировщик)

Определяется по итогам конкурса (торгово-закупочных процедур по выбору подрядной организации на выполнение ПИР).

5. Сроки начала и окончания проектирования

Начало - с момента заключения договора на выполнение ПИР.

Окончание – сроки окончания договора ПИР.

6. Вид строительства и этапы разработки проектной документации.

6.1. Вид строительства: реконструкция.

6.2. До начала разработки проектной документации Проектировщик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком состав проекта, в соответствии с которым осуществляется дальнейшее проектирование и приемка выполненных работ.

6.3. Этапы разработки документации:

– **Выбор оптимального варианта проектирования** – разработка и рассмотрение 2-3 вариантов проектирования на соответствие объемов реконструкции объемам, указанным в задании на проектирование, на корректность и реализуемость предлагаемых технических решений, на применимость выбранного оборудования, а также анализ технико-экономического сопоставления предложенных вариантов проектирования.

– **ОТР** - разработка, обоснование и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования и Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (далее – Московское РДУ) основных технических решений (ОТР) по проектируемому объекту (в сроки, установленные соответствующим договором).

– **ПД** - разработка, согласование с ПАО «Россети Московский регион»,

собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, Московским РДУ и сопровождение подрядчиком прохождения экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; обеспечение подрядчиком получения положительного заключения государственной/негосударственной экспертизы проектной документации (ПД), **результатов инженерных изысканий** и заключения о достоверности определения сметной стоимости объекта.

– РД - разработка и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования и Московским РДУ рабочей документации (РД) в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Основные технико-экономические показатели

Принять по утверждённым прогрессивным технико-экономическим показателям, нормам и аналогам. Предусмотреть мероприятия по снижению материалов и энергоёмкости, трудовых и финансовых затрат.

Проектно-сметная документация должна быть разделена на мероприятия, учтенные и не учтенные укрупненными нормативами цен.

Объем финансовых потребностей мероприятий, учтенных укрупненными нормативами цен, необходимых для выполнения работ по строительству (реконструкции) в сводно-сметном расчете, не должен превышать объема финансовых потребностей для данных мероприятий, рассчитанных в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 №10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

7. Основные характеристики проектируемого объекта.

7.1. В части ПС:

Наименование мероприятия	Технологические решения
Номинальные напряжения (высший класс напряжения), кВ	220 кВ
Количество резервных ячеек по каждому РУ	0 резервных ячеек 220 кВ 0 резервных ячеек 20 кВ
Выделение этапов реконструкции	Без этапов
Общие требования к оборудованию ПС	1. Применяемое оборудование должно быть аттестовано в ПАО «Россети», соответствовать требованиям технической политики ПАО «Россети», Приказа ПАО «Россети» от 29.03.2019 №64 «Об утверждении стандартов организации», Распоряжения ПАО «Россети» от 19.03.2018 №106р «Об утверждении технических требований к компонентам цифровой

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>сети» и Методических указаний ПАО «Россети Московский регион», Российским стандартам и быть сертифицированными в установленном порядке.</p> <p>2. Выключатели 20 кВ:</p> <p>2.1. привод выключателей должен быть энергонезависимым и запитан от СОПТ;</p> <p>2.2. выключатели 20 кВ должны быть вакуумные;</p> <p>2.3. рассмотреть возможность оснащения автоматизированной системой мониторинга и диагностики (коммутационный ресурс и др.).</p> <p>3. Силовые трансформаторы:</p> <p>3.1. Установка трансформаторов должна быть с применением поворотных катков с ребордой.</p> <p>3.2. Уклон крышки бака должен быть заложен в конструкцию трансформатора.</p> <p>3.3. Конструкция трансформатора должна обеспечить отсутствие необходимости подпрессовки обмоток и магнитопровода на весь срок службы трансформатора.</p> <p>3.4. При изготовлении трансформатора применять технологии и материалы, влияющие на потери в сторону уменьшения;</p> <p>3.5. Трансформатор должен быть оборудован:</p> <p>3.5.1. необслуживаемыми воздухоосушителями;</p> <p>3.5.2. автоматическими предохранительными клапанами с контактным устройством сигнализации срабатывания;</p> <p>3.5.3. переключателем РПН вакуумного исполнения обладающим повышенным коммутационным ресурсом до первой ревизии не менее 300 000 переключений.</p> <p>3.5.4. приводом РПН на виброгасителях;</p> <p>3.5.5. пластинчатыми радиаторами системы охлаждения с противокоррозионным покрытием;</p> <p>3.5.6. уплотняющей резиной со сроком службы не менее 30 лет;</p> <p>3.5.7. газовым реле типа BF80 (или аналог) с двумя парами сигнальных и отключающих контактов;</p> <p>3.5.8. струйным реле типа RS 2001 (или аналог) с двумя парами отключающих контактов;</p> <p>3.5.9. высоковольтными вводами с твердой изоляцией;</p> <p>3.5.10. Фланцевые соединения (за исключением разъёма бака) и люки должны иметь проточки под кольцевую резину для улучшения герметичности;</p> <p>3.5.11. болтовым соединением разъёма бака;</p> <p>3.5.12. устройством постоянной очистки масла - термосифонным фильтром;</p> <p>3.5.13. устройством отбора газа из газового реле с уровня</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>установки трансформатора;</p> <p>3.5.14. табличкой-шильдиком, закрепляемой на баке трансформатора, с указанием основных параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тип трансформатора; - номинальная мощность по обмоткам; - номинальные токи и напряжения по обмоткам; - напряжения короткого замыкания между обмотками; - ток холостого хода; - потери холостого хода и короткого замыкания; - схема соединения обмоток; - количество фаз; - номинальная частота; - массово-габаритные параметры; - таблица напряжений по положениям переключателя и соответствующего положению тока; - диапазон регулировки напряжения; - заводской номер; - год выпуска; - завод-изготовитель. <p>3.5.15. измерителями-сигнализаторами температуры и уровня масла с преобразователями по стандарту МЭК 61850-8.1.</p> <p>4. Применять стационарные лестницы с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование, стационарных анкерных точек (анкерных столбов), либо с предустановкой анкерной линии и использования средства защиты втягивающего типа, либо с применением телескопических анкерных столбов для работы на оборудовании ПС 35 кВ и выше, где есть риск падения с высоты более 1,8 м (выключатели, трансформаторы (автотрансформаторы) и т.д.). Места установки и типы стационарных средств защиты от падения с высоты определить проектом.</p> <p>5. Блокировка ПС:</p> <p>5.1. питание блокировки ПС должно осуществляться от ЩПТ через шкаф питания оперативной блокировки разъединителей предусматривающий электрическое разделение цепей с применением не менее 3х работающих параллельно преобразователей DC/DC.</p> <p>6. Применить в зданиях и сооружениях распределительных устройств 20 кВ устройства отпугивания животных.</p> <p>7. Применять в качестве опорно-стержневых изоляторов и на разъединителях полимерные изоляторы, в основе опорного элемента которых используется стеклопластиковый стержень. В качестве подвесной изоляции на ПС применять стеклянную или полимерную изоляцию в соответствии с требованием</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 №429р.</p> <p>8. Обеспечить наличие на ПС информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 05.12.2019 №330 и Приказа ПАО «Россети Московский регион» от 04.12.2020 №1225 «О размещении на информационных знаках и плакатах идентификационных QR-кодов».</p> <p>9. Величина наибольшего рабочего напряжения электросетевого оборудования 20 кВ и 220 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 24 кВ и 252 кВ соответственно.</p>
Количество и мощность силовых трансформаторов	2х40 МВА (220/20 кВ)
Реконструкция и технологические решения	<p>Установить два трансформатора напряжением 220/20 кВ, мощностью 40 МВА каждый, оснащенных устройством РПН. Тип РПН и параметры устанавливаемого оборудования уточнить проектом.</p> <p>Мощность устанавливаемых трансформаторов уточнить проектом в соответствии с пунктом 196, 198 «Методических указаний по проектированию развития энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.</p> <p>Выполнить модернизацию линейных ячеек 220 кВ ГТ-1А (резерв) и ГТ-1Б (резерв). Объем работы определить проектом.</p> <p>Выполнить строительство кабельных перемычек 220 кВ от линейных ячеек ГТ – 1А (резерв), ГТ – 1Б (резерв) КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ Молжаниновка до вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 220 кВ. Параметры сооружаемых КЛ 220 кВ уточнить при проектировании.</p> <p>Выполнить установку токоограничивающих реакторов 20 кВ, обеспечивающих ограничение токов КЗ на шинах РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново до величины не более 16 кА (тип, количество, место установки и параметры токоограничивающих реакторов определить проектом).</p> <p>Выполнить строительство КЛ-20 кВ, 2 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА до РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ №1 нов.</p> <p>Выполнить строительство КЛ-20 кВ, 2 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА до РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ №2 нов.</p> <p>Схему фазировки цепей первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго №41-24/93 от</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	20.07.1981 г. «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов».
Система собственных нужд	<p>Необходимость реконструкции системы собственных нужд определить проектом.</p> <p>Проектом предусмотреть установку 3 резервного источника собственных нужд (ДГУ).</p>
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	Необходимость реконструкции системы собственных нужд определить проектом.
Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания	<p>1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области на год завершения каждого этапа реконструкции объекта электроэнергетики и на Расчетный период¹, для характерных режимов, указанных в пункте 2.</p> <p>2. В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, характеризующихся максимальной токовой нагрузкой на год завершения каждого этапа реконструкции объекта и на Расчетный период с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.</p> <p>При анализе перспективных режимов работы электрической сети 20 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.</p> <p>Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто-)трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в сети 20 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.</p> <p>На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС 220 кВ Мельниково и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства,</p>

¹ Последний год периода, на который разработана схема и программа развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), актуальные на момент разработки проектной документации.

Если пятилетний период, начинающийся с планируемой даты ввода в работу объекта электроэнергетики, не превышает расчетный период СиПР ЭЭС России, актуальных на момент разработки проектной документации, то под Расчетным периодом понимается перспектива 5 лет, начиная с планируемой даты реализации последнего этапа реконструкции объектов электроэнергетики.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.</p> <p>В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.</p> <p>3. В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности и определены вид, количество, номинальные параметры и точки подключения СКРМ в районе размещения объекта проектирования на год завершения каждого этапа реконструкции объекта и на Расчетный период, необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН трансформаторов (автотрансформаторов), включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установки регулируемых СКРМ должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты.</p> <p>В разделе должна быть произведена проверка БСК (иных СКРМ, имеющих в своем составе БСК) на возможную перегрузку токами высших гармоник и отсутствие условий для возникновения резонансных явлений при исходных фактических значениях, гармонических составляющих напряжения на шинах подстанции, к которой присоединяется БСК. Информация о фактических значениях показателей качества электроэнергии предоставляется Заказчиком.</p> <p>4. В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 20 кВ и выше на год завершения каждого этапа реконструкции объекта электроэнергетики и на Расчетный период.</p> <p>По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ (в том числе оборудования кабельных систем 20 кВ и выше по термической стойкости и напряжению на экране кабеля), обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 20 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.).</p> <p>5. Величина наибольшего рабочего напряжения кабеля и электросетевого оборудования 20 кВ и 220 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 24 кВ и 252 кВ соответственно.</p> <p>6. Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания выполнить с учетом актуальной СиПР ЭЭС России.</p> <p>7. При применении схемно-режимных мероприятий по вводу параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, данные мероприятия должны быть проверены на допустимость их выполнения с учетом требований Методических указаний по устойчивости энергосистем и исходя из обеспечения соответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания. Расчетные результаты проверки должны быть представлены в дополнение к прочим результатам расчетов. Применение схемно-режимных мероприятий, приводящих к переводу электроснабжения потребителей в «тупиковом режиме», должно быть проверено на допустимость применения с учетом требований к категории электроснабжения.</p> <p>8. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания», принципиальную схему электрических соединений объекта реконструкции (сооружения) для каждого этапа реконструкции (сооружения) на бумажном носителе и в электронном виде в формате *.pdf (Adobe Acrobat Reader) с поясняющими рисунками и схемами без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц.</p>
Расчетные модели	<p>1. Расчеты установившихся электроэнергетических режимов и расчеты действующего значения основной гармоники периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания, выполняемые в соответствии с требованиями раздела «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания» настоящего задания на проектирование, должны осуществляться с использованием расчетных моделей, сформированных на основании перспективных расчетных моделей электроэнергетической</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>системы или их фрагментов, полученных от АО «СО ЕЭС» в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.02.2023 №82 (далее – расчетные модели).</p> <p>2. Расчетные модели формируются для каждого этапа строительства ПС 220 кВ Мельниково и на Расчетный период.</p> <p>3. К томам с результатами расчетов установившихся электроэнергетических режимов и расчетов действующего значения основной гармоники периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания, направляемым на согласование в адрес Московского РДУ, должны быть приложены расчетные модели с учетом определенных в проектной документации технических решений по развитию электрических сетей (при первичном направлении результатов расчетов и при внесении изменений в направленные ранее расчетные модели).</p>
КЛ 220 кВ	<p>1. Для кабельных перемычек применить кабель на номинальное напряжение 220 кВ с полиэтиленовой изоляцией и медной жилой, с продольной герметизацией жилы кабеля, продольной и поперечной герметизацией экрана, с усиленной оболочкой толщиной 6 мм и с покрытием из экструдированного электропроводящего слоя.</p> <p>Кабельные перемычки прокладывать одной строительной длиной.</p> <p>2. Сечение жилы кабеля выбрать исходя из обеспечения необходимой пропускной способности и согласовать на стадии проектирования с Московским РДУ и МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>3. Сечение экрана кабелей определить исходя из термической стойкости к току короткого замыкания для КЛ/КВЛ 220 кВ.</p> <p>Величину тока короткого замыкания определить проектом, подтвердить расчетом и согласовать с Московским РДУ и МВС – филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>Проектом обеспечить потенциал на экране кабеля не выше 110 вольт при применении транспозиции экранов или их одностороннем заземлении в случае протекания длительно допустимого тока.</p> <p>Схему соединений экранов кабелей определить проектом, исходя из требуемой пропускной способности.</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>4. Для КЛ/КВЛ 220 кВ применить концевые муфты с полимерными изоляторами.</p> <p>При использовании металлоконструкций для установки концевых муфт, выполнить их с цинковым антикоррозионным покрытием методом горячего заводского цинкования, остальные металлоконструкции, а также места сварки - загрунтовать и покрасить.</p> <p>Для крепления кабеля к стойкам концевых муфт использовать полимерные хомуты.</p> <p>Обеспечить защиту кабелей от механических повреждений в месте выхода из земли к концевым муфтам полиэтиленовыми трубами на высоту 0,5 м под и над землей.</p> <p>Выход кабеля из земли на стойки концевых муфт обеспечить под прямым углом относительно земли с его центровкой и герметизацией в трубе ПНД.</p> <p>Обеспечить установку сплайс боксов на расстоянии не менее 1,4 м от земли.</p> <p>5. При использовании элегазовых вводов на стадии проектирования обеспечить возможность их стыковки/расстыковки с переключательными пунктами без проведения земляных работ. Обеспечить возможность проведения высоковольтных испытаний постоянным напряжением и испытаний оболочек кабелей без расстыковки элегазовых вводов с переключательными пунктами. Обеспечить расстояние от прижимного фланца элегазового ввода до фундамента не менее 500 мм.</p> <p>Предусмотреть возможность перемещения кабеля при расстыковке элегазового ввода в незасыпном кабельном сооружении. Требования к сооружению определить в ходе проектирования.</p> <p>Выполнить контур заземления элегазовых вводов медными шинами.</p> <p>Предусмотреть в межэтажных перекрытиях подстанции противопожарные мероприятия при заходе кабеля на этаж с КРУЭ (противопожарные подушки и т.д.).</p> <p>6. Конструкцию, тип кабеля и кабельной арматуры дополнительно согласовать с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион» и управлением эксплуатации высоковольтных ЛЭП исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» с учётом выбора поставщика кабеля, муфт и других материалов и оборудования. Применяемая кабельная продукция должна быть аттестована в ПАО «Россети».</p> <p>7. Трассу прохождения КП выбрать проектом вне проезжих частей автодорог и зоны зеленых насаждений. Согласовать трассу с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>Предусмотреть меры по сохранности новых кабелей на период строительства.</p> <p>8. Охранную зону КП обозначить информационными знаками установленного образца в соответствии с требованиями ПУЭ. Места установки знаков согласовать с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>9. Засыпку кабеля произвести стабилизированным грунтом с тепловым сопротивлением, обеспечивающим требуемую пропускную способность кабельных линий. Тип грунта согласовать с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>10. Для защиты кабелей от механических повреждений установить защитные железобетонные плиты сбоку и сверху над кабелями.</p> <p>11. На открытых участках выполнить влагостойкое огнезащитное покрытие кабелей толщиной не менее 1 мм.</p> <p>12. В случае прокладки кабелей в здании ПС необходимо выполнить следующие технические требования ПАО «Россети Московский регион»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - При заходе/выходе кабеля в сооружение обеспечить расположение по центру трубы в месте выхода из нее кабеля и загерметизировать выход. При расстоянии между трубами более 200 мм выполнить герметизацию термоусаживаемыми трубками; - Шаг крепления кабеля обеспечивать не более 1 м; - Заход кабеля в сооружение обеспечивать треугольником; - Кабели проложить треугольником в соответствии с требованиями ПУЭ (2006 издания) п.п. 2.3.112 - 2.3.133 (расстояние между креплениями кабеля в свету); - Исключать замкнутый металлический контур при прокладке кабеля; - В случае отсутствия противопожарной системы на объекте, предусмотреть асбестоцементные листы при пересечении кабельных перемычек и кабельных линий. <p>13. Проектные решения по организации заходов кабелей во все кабельные сооружения согласовать с МВС и управлением эксплуатации высоковольтных ЛЭП исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>Проект сооружения КП должен быть выполнен специализированной организацией.</p> <p>Получить письменное подтверждение завода-изготовителя кабеля: об обеспечении требуемой пропускной способности кабельных линий, при соблюдении предусмотренных проектами условий прокладки; о технологическом соответствии кабеля и кабельной арматуры различных производителей. Согласовать</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>проект с заводом производителем кабеля.</p> <p>Согласовать проект с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион» и другими заинтересованными организациями.</p> <p>Предусмотреть проектом и выполнить мероприятия по охране окружающей среды (почва, воздух, вода) согласно требованиям законодательства РФ «Об охране окружающей среды» и Экологической политики ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>14. Для всех реконструируемых и вновь вводимых кабельных сооружений оформить технический паспорт согласно Приложению №1 и Приложению №2 к приказу ОАО «МОЭСК» №185 от 05.03.2013.</p> <p>15. В сметах к рабочему проекту предусмотреть расходы на:</p> <ul style="list-style-type: none"> - шеф-надзор завода-изготовителя кабельной продукции за прокладкой и монтажом КП; - изготовление хомутов пластиковых, бирок на основе технологии ламинирования; - услуги по испытанию оболочек и изоляции кабелей; - измерение частичных разрядов; - настройку системы мониторинга частичных разрядов; - выполнение электрических измерений и фазировки; - выполнение входного контроля кабелей 220 кВ с обязательным проведением испытаний на водонепроницаемость кабеля; - отбор проб и контроль качества изоляционной жидкости при монтаже концевых муфт; - проектирование и устройство временного электроснабжения объекта на время строительства; - поставку комплекта резервных материалов, оборудования; <p>16. Для КП 220 кВ предусмотреть в сметах затраты на приобретение резервного оборудования: 1-й концевой муфты и/или 1-го элегазового ввода (в зависимости от применения соответствующего оборудования); комплекта инструмента и оборудования для монтажа кабельной арматуры.</p> <p>17. Работы по прокладке и монтажу кабелей должны выполняться специализированной строительно-монтажной организацией.</p> <p>Специализированный персонал строительно-монтажной организации должен иметь группу по электробезопасности (соответствующую выполняемым типам работ) и быть аттестован поставщиком кабеля и кабельной арматуры.</p> <p>18. Комиссия для приемки законченных строительно-монтажных и наладочных работ назначается после предъявления технической и исполнительной документации в МВС - филиал ПАО «Россети Московский регион».</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>19. Все работы должны проводиться с получением уведомлений и согласованием ППР.</p> <p>20. Все решения по данному технологическому заданию должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов по пожарной безопасности, ПУЭ, ПТЭ электрических станций и сетей и должны быть согласованы с МВС – филиалом ПАО «Россети Московский регион» и заводом-производителем кабельной продукции.</p> <p>Сроки и объемы проведения работ по огнезащитной обработке кабельных линий для вновь строящихся и реконструируемых объектов определить заданием на проектирование.</p> <p>21. Один экземпляр проектно-сметной документации должен быть передан в МВС - филиал ПАО «Россети Московский регион» до начала строительства для ведения технического надзора.</p> <p>Предоставить в МВС - филиал ПАО «Россети Московский регион»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - исполнительную документацию в бумажном виде и на электронном носителе; - исполнительные чертежи трассы КП (выполненные на инженерно-топографическом плане М 1:500 МГГТ) в бумажном виде и на электронном носителе в формате *.dwg (AutoCAD); - руководство (инструкцию) по эксплуатации кабельных линий.
КЛ 20 кВ	<p>1. Применить кабель на номинальное напряжение 20 кВ с изоляцией сшитый полиэтилен (СПЭ) и алюминиевой жилой – марки АПвПуг.</p> <p>Кабельную линию прокладывать одной строительной длиной.</p> <p>2. Сечение жилы кабеля выбрать исходя из обеспечения необходимой пропускной способности и согласовать на стадии проектирования с МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>3. Сечение экрана кабелей определить исходя из термической стойкости к току короткого замыкания для КЛ-20 кВ.</p> <p>Величину тока короткого замыкания определить проектом, подтвердить расчетом и согласовать с МКС – филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>4. Для КЛ 20 кВ применить концевые муфты марки ПКВтО (для внутренней установки в РУ-20 кВ).</p> <p>При условии применения малогабаритных ячеек РУ-20 кВ, предусмотреть установку изолирующих адаптеров на концевую муфту.</p> <p>Для крепления кабеля к металлоконструкциям использовать хомуты из немагнитных материалов.</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>5. В РУ-20 кВ обеспечить возможность проведения высоковольтных испытаний постоянным напряжением и испытаний оболочек кабелей без отбалчивания.</p> <p>6. Конструкцию, тип кабеля и кабельной арматуры дополнительно согласовать с 21 РЭР УКС СО МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением УТЭВКЛ филиала МКС ПАО «Россети Московский регион» Применяемая кабельная продукция должна быть аттестована в ПАО «Россети».</p> <p>7. При прохождении КЛ в земле, трассу КЛ выбрать проектом вне проезжих частей автодорог и зоны зеленых насаждений. Согласовать трассу с 21 РЭР УКС СО МКС - филиалом ПАО «Россети Московский регион». Предусмотреть меры по сохранности новых кабелей на период строительства. Для защиты кабелей от механических повреждений установить сверху над кабелями несгораемую плитку ПЗК (или полнотелого кирпича, или бетонные плитки).</p> <p>8. При прохождении сложных участков трассы КЛ (пересечения с инженерными коммуникациями, дорогами, ненормативное расстояние и пр.) необходимо производить прокладку кабеля в термостойких полимерных трубах, прошедших аттестацию в ПАО «Россети», с закладкой резерва 30 %. При заходе/выходе кабеля в сооружение обеспечить расположение по центру трубы в месте выхода из нее кабеля и загерметизировать выход. При расстоянии между трубами более 200 мм выполнить герметизацию термоусаживаемыми трубками, для трубных вводов предусмотреть шамотные карманы.</p> <p>9. На открытых участках (в техподпольях, приямах) выполнить влагостойкое огнезащитное покрытие кабелей толщиной не менее 1 мм.</p> <p>10. В случае прокладки кабелей в здании ПС необходимо выполнить следующие технические требования ПАО «Россети Московский регион»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - шаг крепления кабеля обеспечивать не более 1 м; - заход кабеля в сооружение обеспечивать треугольником; - кабели проложить треугольником в соответствии с требованиями ПУЭ (2006 г. издания) п.п. 2.3.112 - 2.3.133 (расстояние между креплениями кабеля в свету); - исключать замкнутый металлический контур при прокладке кабеля; <p>11. Проектные решения по организации заходов кабелей во все кабельные сооружения согласовать с 21 РЭР УКС СО филиала.</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>Проект сооружения КЛ должен быть выполнен специализированной организацией.</p> <p>Согласовать проект с МКС - филиалом ПАО «Россети Московский регион» и другими заинтересованными организациями.</p> <p>Предусмотреть проектом и выполнить мероприятия по охране окружающей среды (почва, воздух, вода) согласно требованиям законодательства РФ «Об охране окружающей среды» и Экологической политики ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>12. В сметах к рабочему проекту предусмотреть расходы на:</p> <ul style="list-style-type: none"> - технический надзор персоналом филиала МКС за прокладкой и монтажом КЛ; - услуги по испытанию оболочек и изоляции кабелей; - получение ТУ по сохранности существующих КЛ филиала в случае проведения земляных работ в охранных зонах - выполнение входного контроля кабелей 20 кВ и полимерных труб. <p>13. Работы по прокладке и монтажу кабелей должны выполняться специализированной строительно-монтажной организацией.</p> <p>Специализированный персонал строительно-монтажной организации должен иметь группу по электробезопасности (соответствующую выполняемым типам работ) и быть аттестован поставщиком кабеля и кабельной арматуры.</p> <p>14. Все работы должны проводиться с получением уведомлений и согласованием ППР.</p> <p>15. Все решения по данному технологическому заданию должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов по пожарной безопасности, ПУЭ, ПТЭ электрических станций и сетей и должны быть согласованы с МКС – филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>Предоставить в МКС - филиал ПАО «Россети Московский регион»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - исполнительную документацию в бумажном виде и на электронном носителе; - исполнительные чертежи трассы КЛ (выполненные на инженерно-топографическом плане М 1:500 МГГТ) в бумажном виде.
Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	<p><u>По ПС:</u></p> <p>1. Применить для защиты от перенапряжений взрывобезопасные необслуживаемые ОПН 220, 20 кВ с полимерной (силиконовой) изоляцией. Предусмотреть оснащение ОПН 220 кВ датчиками тока утечки.</p> <p>2. Предусмотреть в проекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выполнение предпусковой диагностики (с учетом

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>требований электромагнитной совместимости) заземляющего устройства ПС заземляющего устройства ПС с выдачей паспорта ЗУ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - выполнение проверки электромагнитной обстановки (ЭМО) перед включением оборудования в работу. <p><u>По КЛ:</u></p> <p>1. После завершения работ по монтажу КЛ 220 кВ провести высоковольтные испытания кабеля с измерением частичных разрядов (ЧР). Затраты на указанные работы учесть в смете по монтажу КЛ.</p>
Автоматизированная система мониторинга и диагностика	<p>1. Технические решения по АСМД оформить отдельным томом документации.</p> <p>2. Оснастить автоматизированной системой мониторинга и диагностики (АСМД) силовые трансформаторы напряжением 220 кВ.</p> <p>3. АСМД должны осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование их развития.</p> <p>4. АСМД должна выполнять:</p> <ul style="list-style-type: none"> - формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по контролируемым параметрам; - самодиагностику собственных программно-технических средств; - формирование архивов долговременного хранения диагностической информации. - формировать заключение о техническом состоянии контролируемого оборудования; - вычисление отработанного ресурса и прогнозирование срока службы трансформатора в режиме реального времени. <p>5. Порядок оснащения и особенности конструктивной подготовки силовых трансформаторов для монтажа датчиков первого уровня АСМД должен соответствовать требованиям СТО «Технические требования по оснащению силовых трансформаторов 35 кВ и выше первичными датчиками контроля автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования», утвержденного распоряжением ПАО «Россети» от 06.10.20 г. №298р.</p> <p>6. Выбор объема и номенклатуры датчиков первого уровня АСМД, в зависимости от мощности контролируемого оборудования, должны выполняться в соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».</p> <p>7. Полный перечень контролируемых параметров определяется на этапе проектирования с учётом особенностей</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>конкретного оборудования.</p> <p>8. Оснастить автоматизированной системой мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов концевые кабельные муфты 220 кВ.</p> <p>9. АСМД должна соответствовать следующим общим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обеспечивать измерение интенсивности частичных разрядов в изоляции; - обеспечивать определение места нахождения дефекта; - формировать заключение о техническом состоянии контролируемого оборудования. <p>10. Система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов концевых кабельных муфт 110 кВ должна контролировать ЧР электрическим и акустическим способами.</p> <p>11. Должен осуществляться непрерывный контроль с применением АСМД под рабочим напряжением в объеме контроля уровня ЧР концевых муфт по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР.</p> <p>12. АСМД должна формировать заключение о техническом состоянии контролируемого оборудования.</p> <p>13. Сбор и анализ полученной информации от всех подсистем мониторинга и диагностики оборудования должен проводиться на едином АРМ системы мониторинга и диагностики подстанции. Система мониторинга и диагностики должна передавать в полном объеме в режиме реального времени данные в профильные подразделения филиала и Центральную службу диагностики исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» (ЦСД). На стороне профильных служб филиала и ЦСД информация от АСМД подстанции должна выводиться (быть интегрирована) в единое существующее (при наличии) программное обеспечение (мнемосхему). Объем работ по настройке программного обеспечения со стороны подразделений учесть в пояснительной записке на тома АСМД.</p> <p>14. Предусмотреть в томе по АСМД программу приемо-сдаточных испытаний единой АСМД подстанции или на отдельные её компоненты. Программа должна включать проверку передачи и получения данных с удалённых АРМ профильных подразделений.</p>
Электромагнитная совместимость	<p>На ПС должны быть выполнены следующие требования инструкций и методических указаний по ЭМС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО-153-34.21.122-2003, утвержденной приказом Минэнерго России 30.06.2003 №280, Москва, изд-во МЭИ, 2004

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> - «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» РД 153-34.0-20.525-00, Москва, СПО ОРГРЭС, 2000 г. - «Методические указания по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» СО 34.35.311-2004, утвержденными заместителем правления РАО ЕЭС «России» В.П. Ворониным 03.02.2004 г., Москва, изд-во МЭИ, 2004 г. <p>Для обеспечения ЭМС необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выполнить в составе проекта отдельный том по обеспечению ЭМС; - в соответствии с актом обследования электромагнитной обстановки на подстанции выполнить необходимый объем работ по обеспечению ЭМС; - проводить повторную проверку электромагнитной обстановки после завершения работ по обеспечению ЭМС, предписанных актом; - по открытой части ПС кабеля вторичной коммутации должны прокладываться в лотках, соответствующих всем требованиям по электромагнитной совместимости (ЭМС); - в составе тома по ЭМС представить отчет о выполнении требований инструкций по ЭМС по результатам повторной проверки электромагнитной обстановки и расчёт допустимости протекания по экранам кабелей токов КЗ; - применять микропроцессорные терминалы защит успешно прошедшие испытания на электромагнитную совместимость в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 «Требования к помехоустойчивости технических средств, установленных на электрических станциях и подстанциях», а также требованиям стандарта МЭС 61850 раздел 3; - в проекте предусматривать финансирование работ по проверке электромагнитной обстановки на подстанции и устранение выявленных недочётов.
Релейная защита и автоматика (РЗА)	<p>1. Проектирование релейной защиты и автоматики и последующие строительно-монтажные и пусконаладочные работы по РЗА выполнить с учётом следующих нормативно-технических документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №100 «Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики»; - Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики»;</p> <p>- Приказ Минэнерго России от 10.07.2020 №546 «Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8.02.2019 №80, от 13.02.2019 №100, от 13.02.2019 №101»;</p> <p>- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»;</p> <p>- «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики энергосистем» (СТО 34.01-4.1-011-2020);</p> <p>- Распоряжение ОАО «МОЭСК» №203р от 20.03.2014 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики»;</p> <p>- Распоряжение ОАО «МОЭСК» №385р от 09.06.2014 года «Об утверждении требований к оформлению схем размещения защит».</p> <p>2. Релейную защиту и автоматику вновь вводимого оборудования на ПС 220 кВ Мельниково в соответствии с п. 1.12-1.20 ТУ на ТП, выполнить в соответствии с требованиями 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».</p> <p>3. Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.</p> <p>4. Построение систем релейной защиты и противоаварийной автоматики выполнить с применением микропроцессорных устройств, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния.</p> <p>5. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учётом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>трансформаторы тока».</p> <p>6. Выполнить проектирование и построение шины процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV).</p> <p>7. Объем функций РЗА, реализуемых ПАК ЦПС (Программный аппаратный комплекс цифровая подстанция), должен полностью соответствовать функциям РЗА, реализуемых МП средствами, согласно распоряжению ОАО «МОЭСК» №203 от 20.03.14 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики».</p> <p>8. Терминалы РЗА, IED, цифровые счетчики и устройства сопряжения должны иметь: декларацию соответствия реализации протокола (PICS), декларацию соответствия реализации информационной модели (MICS), дополнительную информацию по реализации протокола для испытаний (PIXT), декларацию соответствия утвержденному перечню технических недочетов (TICS) и ICD файл с описанием возможностей устройства.</p> <p>9. Для вновь вводимого оборудования на ПС 220 кВ Мельниково в соответствии с п. 1.12-1.20 ТУ на ТП, применить цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения, при применении аналоговых измерительных трансформаторов тока и напряжения оснастить их устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов (АЦП).</p> <p>10. На каждом выключателе КРУЭ 220 кВ в ячейках ГТ-1А и ГТ-1Б предусмотреть установку микропроцессорного терминала автоматики управления выключателем.</p> <p>11. На каждом силовом трансформаторе напряжением 220/20 кВ мощностью 40 МВА должны быть установлены по два комплекта ДЗТ на базе МПТ.</p> <p>12. Для защиты резисторов 20 кВ должно быть установлены комплекты дифференциальных токовых защит резисторов (ДЗР) с действием на группы выходных цепей основных защит трансформаторов, выполненные на базе МПТ. Комплекты должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям.</p> <p>13. Для защиты реакторов 20 кВ должно быть установлено по два комплекта дифференциальных токовых защит реакторов (ДЗО) с действием на группы выходных цепей основных защит трансформаторов, выполненные на базе МПТ.</p> <p>14. В составе комплектов ДЗО 20 кВ выполнить МТЗ вводов 20 кВ.</p> <p>15. На отходящих КЛ 20 кВ предусмотреть установку микропроцессорных терминалов.</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>16. На каждом СВ 20 кВ предусмотреть установку микропроцессорных терминалов защит.</p> <p>17. Оптическую дуговую защиту шин 20 кВ на каждой секции 20 кВ выполнить в соответствии с распоряжением ОАО «МОЭСК» № 745р от 29.10.2012.</p> <p>18. Для защиты секций шин 20 кВ предусмотреть применение централизованной цифровой дифференциальной защиты шин с обменом данными в соответствии с требованиями МЭК 61850-8-1, МЭК 61850-9-2.</p> <p>19. Управление выключателями 220 кВ (20 кВ) организовать с использованием дискретных устройств сопряжения с шиной процесса (преобразователей дискретных сигналов), интегрированных в единую шину процесса. Передачу сигналов отключения от терминалов РЗА к дискретным устройствам сопряжения с шиной процесса (преобразователям дискретных сигналов), а также передачу сигналов РПО/РПВ от последних к терминалам РЗА выполнить с применением протокола GOOSE. Шина процесса в части передачи Sampled Values (IEC 61850-9-2LE)/GOOSE сообщений должна быть резервированной на базе протокола PRP. Передача всей информации осуществляется с контролем времени доставки по меткам времени. Устройства, подключаемые к шине процесса (терминалы РЗА, контроллеры телемеханики и т.д.) также должны поддерживать протокол резервирования PRP.</p> <p>20. Непосредственное управление электрооборудованием реализовать с помощью управляющих контроллеров. Команды на отключение поступают одновременно от нескольких (интеллектуальные электронные устройства) IED (каждый из дублирующих IED работает независимо от резервирующего) через 2 контроллера на 2 катушки отключения выключателя.</p> <p>21. Модельный ряд цифровых устройств, сопрягаемых с шиной процесса, должен включать в себя: преобразователь аналоговых сигналов (аналоговые измерения → Sampled Values), преобразователь дискретных сигналов (дискретные сигналы → GOOSE, GOOSE → «сухие» контакты реле), датчики технологических величин с цифровым интерфейсом, управляющий контроллер (управление выключателем, отсечным клапаном, разъединителями, ЗН, РПН, ЛРТ, УКРМ, пускателями ЭВ и ЭН в системе охлаждения тр-ра), устройства среднего уровня (IED), коммутаторы шины процесса.</p> <p>22. Проектом предусмотреть применение комплекса регистрации аварийных событий по протоколам стандарта IEC 61850, в том числе с пуском по мета-данным, передаваемым в цифровых сообщениях (качества информация, признаки синхронизации времени и др.).</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>23. Проектом предусмотреть применение системы диагностики исправности цифровых коммуникаций по протоколам стандарта IEC 61850 в режиме реального времени.</p> <p>24. В состав рабочей документации по РЗА должны входить:</p> <p>24.1. Пояснительная записка, включающая расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с включением нового оборудования, а также бланки уставок, содержащие параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета.</p> <p>24.2. Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии).</p> <p>24.3. Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд.</p> <p>24.4. Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА.</p> <p>24.5. Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА.</p> <p>24.6. Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.</p> <p>24.7. Схемы организации цепей напряжения устройств РЗА.</p> <p>24.8. Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей.</p> <p>24.9. Технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации.</p> <p>25. Определение времени до насыщения устанавливаемых/заменяемых ТТ должны производиться в соответствии с ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>замыканиях».</p> <p>26. Количественный и качественный состав РЗА на ПС 220 кВ Мельниково определить проектом;</p> <p>27. Проектирование средств регистрации аварийных событий должно вестись в соответствии с ГОСТ Р 58601-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования.</p> <p>28. В состав проектной документации по РЗА должна входить пояснительная записка, включающая проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с включением нового оборудования, а также для подтверждения принципов выполнения и уточнения качественного и количественного состава существующих устройств РЗА в прилегающей сети, а также устройств РЗА предусмотренных к установке.</p> <p>29. Проектом должно быть предусмотрено применение специализированного программного обеспечения и проверочных устройств для вновь устанавливаемого комплекса РЗА с применением обмена данными по протоколу МЭК 61850.</p> <p>30. Проектом предусмотреть установку на ПС 220 кВ Молжаниновка независимого регистратора аварийных событий (РАС), в том числе передаваемых в соответствии с МЭК 61850, с формированием осциллограмм в формате comtrade.</p> <p>31. На этапе разработки проектной документации должна быть выполнена разработка файла SSD (System Specification Description), включающим в себя описание однолинейной схемы, требования к используемым логическим узлам и их объектам данных для моделирования функций РЗА и АСУ ТП. Файл SSD также должен включать описание распределение логических узлов по физическим (виртуальным) устройствам комплекса РЗА и АСУ ТП. На этапе разработки рабочей документации должен быть разработан файл SCD (System Configuration Description), описывающий коммуникации в формате коммуникационных сервисов стандарта IEC 61850 между устройствами комплексов РЗА и АСУ ТП.</p> <p>32. Устанавливаемый комплекс РЗА должен обеспечивать возможность работы с цифровыми измерительными трансформаторами тока и напряжения, подтвержденную протоколом совместных предварительных испытаний.</p> <p>33. Терминалы РЗА, IED, цифровые счетчики и устройства сопряжения должны иметь: декларацию соответствия</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>реализации протокола (PICS), декларацию соответствия реализации информационной модели (MICS), дополнительную информацию по реализации протокола для испытаний (PIXIT), декларацию соответствия утвержденному перечню технических недочетов (TICS) и ICD файл с описанием возможностей устройства.</p> <p>34. Связное оборудование (коммутаторы, патч-панели, и т.п.), через которое обеспечивается связь АМУ/DMU с терминалами РЗА (передача команд на отключение и SV) должно быть включено в проект РЗА и не иметь пересечений со связным оборудованием, устанавливаемым по проекту АСУТП. Для синхронизации времени между терминалами РЗА и АМУ\DMU в проекте РЗА должен быть предусмотрен резервируемый сервер времени. Для присоединений, на которых предусматривается установка оптических трансформаторов тока и напряжения, и соответствующая реконструкция в части РЗА, предусмотреть проектом РЗА установку контроллеров присоединений (IED), принимающих данные от устройств полевого уровня (MU) по протоколу МЭК61850-9.2(LE), передающих команды управления выключателями, разъединителями и заземляющими ножами по протоколу GOOSE MMS и связанных с серверами АСУ ТП и ТМ по протоколу МЭК61850-8.1. Отследить согласование этих требований с требованиями в части АСУТП.</p> <p>35. Обеспечить привлечение производителя оборудования РЗА на инженерное сопровождение проекта, включающий контроль стадии проектирования, приемку из наладки и один цикл технического обслуживания.</p> <p>36. Предоставить в Московское РДУ не позднее, чем за шесть месяцев до намечаемого ввода объекта, параметры вновь включаемого (реконструируемого) оборудования, согласованную схему размещения устройств РЗА, схему организации каналов связи для функционирования устройств РЗА, рабочую документацию по РЗА и принципиальные проектные схемы основных и резервных защит оборудования (ЛЭП, шин) напряжения 110 кВ и 220 кВ в соответствии с пунктом 23 Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Министерства энергетики России от 13.02.2019 №100.</p>
Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика	<p>1. На основании разработанного тома, содержащего раздел «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания»:</p> <p>а) определить виды необходимых для установки устройств</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>противоаварийной автоматики (ПА) и сетевой автоматики (СА) на ПС и в прилегающей сети;</p> <p>б) определить объемы управляющих воздействий, а также перечень токоприемников, подключаемых под действие АОПО и АОСН (состав фидеров и возможности их отключения);</p> <p>в) разработать алгоритмы функционирования устройств АОПО, АОСН и АВР;</p> <p>г) разработать принципиальные и функционально-логические схемы устройств АОПО, АОСН и АВР.</p> <p>2. Подтвердить достаточность объемов управляющих воздействий АОПО и АОСН на основании расчетов электроэнергетических режимов для нормальной и ремонтных схем, требующих включения нормально отключенного коммутационного оборудования в прилегающей сети, при характерном максимальном и минимальном потреблении района с учетом этапов и подэтапов реконструкции (сооружения) ПС, на год окончания реконструкции (сооружения) объекта и на Расчетный период.</p> <p>3. Определить настройку и режимы работы устройств автоматического повторного включения (АПВ).</p> <p>4. Выполнить установку комплектов АЧР, позволяющих подключить под действие АЧР предполагаемую нагрузку ПС в полном объеме с учетом задания отдельной группы уставок на каждое присоединение (фидер).</p> <p>5. Выполнить установку устройств автоматики регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой (АРНТ), обеспечивающих уровни напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013.</p> <p>6. Определить тип и количество устройств, уставки ПА и СА (уставки устройств АОПО, АОСН, АВР на основании пп. а), б), в), г) п.1).</p> <p>7. При разработке технических решений по установке устройств ПА и СА:</p> <p>а) определить возможность использования существующих устройств ПА и СА;</p> <p>б) определить списки сигналов, передаваемых к/от устройств ПА и СА из/в РДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДП Московского РДУ;</p> <p>в) списки передаваемых сигналов, технические решения, обеспечивающие передачу информации между объектами, на которых расположены устройства ПА и СА, и схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем согласовать с подразделениями информационно-технологических систем и связи ПАО «Россети Московский регион» и филиалами</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>ПАО «Россети Московский регион», на объектах которых проектом предусмотрена установка устройств ПА и СА;</p> <p>г) предусмотреть возможность подключения проектируемых устройств ПА и СА к информационно-аналитическому модулю ПТК оперативно-технологического управления в РДП филиала ПАО «Россети Московский регион» с обеспечением функций мониторинга и управления.</p> <p>8. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика» на бумажном носителе и в электронном виде в формате *.pdf (Adobe Acrobat Reader) с поясняющими рисунками и схемами без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц.</p>
Организация цифровой системы связи	<p>Проектирование средств связи должно вестись согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.248-2017 и Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №97.</p> <p>1. Получить в ООО «Инфраструктура Молжаниново» технические условия на заходы волоконно-оптических кабелей связи и размещение оборудования связи на ПС 220 кВ Молжаниновка (при необходимости).</p> <p>2. На участке от ПС 220 кВ Мельниково до ПС 220 кВ Молжаниновка совместно с КЛ 220 кВ выполнить устройство двух географически разнесённых волоконно-оптических линий связи с использованием волоконно-оптических кабелей связи емкостью по 48 оптических волокон каждый.</p> <p>3. При устройстве волоконно-оптических линий связи применить волоконно-оптические кабели с оптическими волокнами, произведенными в странах ЕАЭС.</p> <p>4. Способ устройства, трассы и марки волоконно-оптических кабелей связи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>5. Выполнить разварку оптических волокон на оптических кроссах.</p> <p>6. Построить цифровую систему передачи ПС 220 кВ Мельниково – ПС 220 кВ Молжаниновка – Центральный узел</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>связи ПАО «Россети Московский регион» с установкой оборудования связи:</p> <p>ПС 220 кВ Мельниково:</p> <ul style="list-style-type: none"> - мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <p><u>ПС 220 кВ Молжаниновка:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования – установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <p><u>Центральный узел связи ПАО «Россети Московский регион»:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования – установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <p>7. Создаваемая цифровая система передачи должна быть включена в систему управления с Центрального узла связи ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>8. Разработать схему тактовой синхронизации мультиплексоров СЦИ создаваемой цифровой системы передачи, взаимоувязанную с существующей тактовой системой синхронизации ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>9. На ПС 220 кВ Мельниково установить оборудование узла доступа технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион» в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора. Обеспечить резервируемое присоединение проектируемых коммутаторов к проектируемым маршрутизаторам, а также проектируемого оборудования узла доступа к узлам агрегации технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион». Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>10. Организовать каналы связи для передачи команд релейной защиты и автоматики в соответствии со схемой включения защит. В случае принятия решения о применении для защит ЛЭП дифференциальных защит линий (ДЗЛ), плановый или аварийный вывод из работы любого элемента цифровой системы передачи или волоконно-оптической линии связи не должен приводить к отключению двух ДЗЛ одной линии.</p> <p>11. В соответствии с разделом «Противоаварийная и режимная автоматика» проектной документации по данному титулу и ГОСТ Р 55105-2012 для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной автоматики, организовать не менее двух независимых (по</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>географически разнесённым трассам) каналов связи в каждом направлении передачи информации.</p> <p>12. Организовать основные и резервные (по географически разнесённым трассам) каналы диспетчерской телефонной связи на информационных направлениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ПС 220 кВ Мельниково – Центр управления сетями ПАО «Россети Московский регион». <p>13. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи технологической информации из АСУ ТП ПС 220 кВ Мельниково в АСДУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с требованиями раздела «По автоматизированной системе телеконтроля и управления».</p> <p>Адреса опорных узлов сети сбора и передачи технологической информации согласовать с управлениями эксплуатации ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования.</p> <p>14. Организовать каналы связи для передачи информации автоматизированной системы мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования на информационных направлениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; - ПС 220 кВ Мельниково – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». <p>15. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи телеинформации о технологических режимах работы КЛ 220 кВ на информационном направлении ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>16. Организовать выделенный канал связи для передачи температурных профилей кабельных участков и удаленной настройки устройства мониторинга температуры кабелей КЛ 220 кВ с сервера мониторинга температуры ДП МВС на информационном направлении ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>17. Организовать каналы связи передачи информации по ЧР и удаленной настройки устройства мониторинга ЧР КЛ на информационных направлениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; - ПС 220 кВ Мельниково – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». <p>18. Организовать основной и резервный (по географически</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>разнесённым трассам) каналы связи для системы учёта электроэнергии АИИС КУЭ на информационном направлении ПС 220 кВ Мельниково – сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет».</p> <p>Адрес расположения сервера АИИС КУЭ согласовать с филиалом ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет», службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования.</p> <p>19. В соответствии с требованиями разделов «Системы технологического видеонаблюдения» и «Охранные мероприятия» организовать каналы связи для передачи информации видеонаблюдения на информационном направлении ПС 220 кВ Мельниково – пункт управления системами видеонаблюдения.</p> <p>Адреса пунктов управления системами видеонаблюдения согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион», а также управлениями эксплуатации ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования.</p> <p>20. При необходимости разработать технические решения по сохранению действующих каналов связи и согласовать их со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями.</p> <p>21. Схему организации связи согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями.</p> <p>22. В случае принятия решения об организации или реконструкции высокочастотных каналов связи, РЗ и ПА необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на стадии «Проектная документация» представить расчет максимальной частоты для ВЧ каналов и предварительное заключение о наличии свободных участков в рассматриваемом диапазоне частот, в которых обеспечивается работа каналов связи без взаимных помех; - на стадии «Рабочая документация» представить решение о назначении рабочих частот для ВЧ каналов, выпущенное проектным институтом, отвечающим за ведение частотного диапазона в регионе (при необходимости согласованное со смежными энергосистемами). <p>23. Построить СКС и ЛВС ПС 220 кВ Мельниково. Объем</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>сооружения СКС и ЛВС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>24. На ПС 220 кВ Мельниково установить диспетчерский коммутатор. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>25. На ПС 220 кВ Мельниково обеспечить звукозапись диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>26. На ПС 220 кВ Мельниково обеспечить связь оповещения с установкой громкоговорителей, включенных в радиотрансляционную и радиопоисковую сеть подстанции. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>27. Электропитание оборудования комплекса средств связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения – первой категории.</p> <p>Оборудование связи, имеющее возможность электропитания от нескольких источников, должно быть запитано от двух независимых вводов.</p> <p>Оборудование связи оснастить собственной системой бесперебойного электропитания. Емкость аккумуляторных батарей собственной системы бесперебойного электропитания должна обеспечивать питание нагрузки в течение 6 часов.</p> <p>Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) разместить в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении.</p> <p>Схемы электропитания оборудования связи должны быть разработаны в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» №11619тм-т1.</p> <p>Схемы электропитания оборудования связи для каждого объекта, на котором устанавливается оборудование связи, а также тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями.</p> <p>28. Все интерфейсные окончания трибутарных модулей</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>цифровых систем передачи, систем коммутации, ТМиТИ и другого оконечного оборудования должны быть выведены на пассивное кроссовое оборудование для их оперативной коммутации с помощью съемных перемычек или шнуров с возможностью параллельного контроля сигналов передаваемых по этим цепям.</p> <p>29. Применяемые кабели связи, оборудование, изделия, материалы и программное обеспечение должны быть включены в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (Федеральный закон от 27.07.2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации», постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2015 г. № 1236, https://reestr.digital.gov.ru) и Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (постановление Правительства Российской Федерации от 10.07.2019 г. № 878, https://gisp.gov.ru/pprf/marketplace/#/). Применяемые кабели связи, оборудование, изделия и материалы должны быть аттестованы в ПАО «Россети» и иметь действующее положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети». Применяемые кабели связи, оборудование, изделия и материалы должны быть включены в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах ДЗО ПАО «Россети», размещенного на электронном ресурсе общего доступа сайта ПАО «Россети», применяться на сети связи ПАО «Россети Московский регион» и не иметь отрицательного опыта эксплуатации в ПАО «Россети Московский регион». В случаях отсутствия возможности применения аттестованных кабелей связи, оборудования, изделий и материалов необходимо получить положительное решение комиссии ПАО «Россети Московский регион» по допуску оборудования, материалов и систем (КДО) о возможности применения неаттестованных кабелей связи, оборудования, материалов и систем на объектах Общества согласно действующему Регламенту работы КДО ПАО «Россети Московский регион». Комплектацию оборудования связи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>30. Оборудование связи на объектах ПАО «Россети Московский регион» должно располагаться в телекоммуникационных шкафах двухстороннего обслуживания.</p> <p>31. Помещения для размещения оборудования связи должны</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>быть оборудованы охранной сигнализацией, а также системами вентиляции и кондиционирования. Для ввода кабелей связи в здания и сооружения выполнить кабельные вводы с учетом допустимых радиусов изгиба кабелей и запасных кабельных каналов (на развитие).</p> <p>32. В смете и спецификации предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - комплект ЗИП для ремонта станционного и линейного оборудования связи; - эксплуатационный (аварийный) запас волоконно-оптического кабеля согласно распоряжению ПАО «МОЭСК» №409-1097р от 06.12.2007; - затраты на проведение технического надзора при проектировании и строительстве волоконно-оптических линий связи. <p>Тип, количество и комплектацию ЗИП согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями.</p> <p>33. Исполнитель, при выполнении работ на оборудовании связи ПАО «Россети Московский регион» должен руководствоваться Регламентом по организации производства работ на оборудовании и линиях связи ПАО «МОЭСК» от 25.10.2010</p> <p>34. При сдаче в эксплуатацию каналов связи необходимо руководствоваться «Инструкцией по проведению измерений и составлению паспортов технической документации на станционные и линейные сооружения волоконно-оптических линий передачи, законченные строительством», введенной приказом ПАО «МОЭСК» №941 от 17.08.2017.</p> <p>35. Проект по организации цифровой системы связи ПС 220 кВ Мельниково выполнить в виде отдельного тома. Проект по организации цифровой системы связи ПС 220 кВ Мельниково должен быть согласован со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями. Электронную копию проектной документации по организации цифровой системы связи ПС 220 кВ Мельниково в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *.dwg (AutoCAD) представить в управление развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>36. По завершению работ по организации цифровой системы связи ПС 220 кВ Мельниково представить исполнительную документацию в бумажном виде, а также на электронном</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	носителе в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *.dwg (AutoCAD) в службу СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».
Автоматизированная система телеконтроля и управления	<p>На ПС 220/20 кВ установить систему автоматизации подстанции по архитектуре МЭК61850 с созданием шины процесса и шины подстанции. Система автоматизации должна соответствовать требованиям «Методических указаний по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов» с учетом требований Приложения 3, требованиям 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» и требованиям Положения о Единой технической политике ПАО Россети.</p> <p>1. Общие требования к системе:</p> <p>1.1. Система автоматизации должна обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - оперативное управление (технологическое и диспетчерское); - информационную поддержка и контроль систем РЗА и других специализированных систем автоматического управления/регулирования устанавливаемых/реконструируемых на ПС; - мониторинг состояния и эксплуатации основного технологического оборудования с интеграцией устанавливаемых на ПС систем мониторинга и диагностики; - синхронизацию времени для всех устанавливаемых на ПС автоматизированных систем; - обеспечение информационной безопасности. <p>1.2. Построить шину подстанции и шину процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV).</p> <p>1.3. Разработать и включить при проектировании цифровой ПС в состав электронной документации ПС файлы электронной конфигурации SSD и SCD (и другие файлы SCL при необходимости) с учетом следующего:</p> <ul style="list-style-type: none"> - SSD и SCD файлы должны быть разработаны на базе языка SCL в соответствии с актуальной схемой, определенной в МЭК 61850; - в SSD файле должны быть описаны однолинейная схема ЦПС и логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы; - в SCD файле должны содержаться описание подстанции (однолинейной схемы), описание коммуникаций между

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>устройствами, описание интеллектуальных электронных устройств и описание шаблонов типов данных.</p> <p>1.4. Оснастить нецифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов.</p> <p>1.5. Предусмотреть возможность расширения системы автоматизации по количеству данных до 20%.</p> <p>1.6. Обеспечить резервирование электропитания оборудования системы автоматизации. Предусмотреть подключение системы бесперебойного питания к независимым секциям ЩСН и к ЩПТ.</p> <p>1.7. Определить ЗИП необходимый для эксплуатации системы автоматизации по ГОСТ 27.507-2015, включить ЗИП в комплект поставки оборудования. Состав ЗИП согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>2. Требования к организации оперативно-технологического управления</p> <p>2.1. Для оперативного контроля состояния и режимов работы обеспечить передачу от ПС до узла доступа на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ЦУС ПАО «Россети Московский регион» телеинформации в соответствии с требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> - п.3 «Технических требований по организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации при выполнении ЦУС операционных функций в отношении объектов диспетчеризации», утвержденных ПАО «Россети» 29.12.2017 с учетом требований п. 3.8. - Приложения 4 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети Московский регион» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. - Типовому составу телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС». - Составу аварийно-предупредительной сигнализации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в Московское РДУ. <p>2.2. Организовать сбор и передачу на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» АПТС и телеизмерений от МП РЗА, ОМП, СОПТ, ЩСН, ОПС. Объем телеинформации уточнить на этапе проектирования и, включая адресную часть, согласовать со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион», Управлением эксплуатации ИТС и СС и Управлением развития ИТС и СС Исполнительного Аппарата</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>2.3. На этапе проектирования разработать перечни телеинформации для передачи на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион». Перечни, включая адресную часть, согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ.</p> <p>2.4. Передача телеинформации от ПС на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» должна производиться в протоколе МЭК-60870-104 и МЭК61850 с возможностью выбора протокола передачи данных путем изменения программных настроек головного устройства системы автоматизации на ПС.</p> <p>3. Реализовать передачу информации с обособленных автоматизированных подсистем на АРМ подразделений ПАО «Россети Московский регион», занимающихся их эксплуатацией. Направления передачи, протоколы передачи данных и формы отображения информации согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион»</p> <p>4. Проектом предусмотреть комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности системы автоматизации и каналов передачи телеинформации.</p> <p>5. Разработка документации для согласования проекта с АО «СО ЕЭС».</p> <p>5.1. Разработать и согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ схемы организации каналов передачи телеинформации, логическую схему передачи телеинформации и матрицу распределения информационных потоков.</p> <p>5.2. Проектную документацию согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ.</p> <p>5.3. Разработать программу-методику комплексных испытаний системы автоматизации согласовать её с Московским РДУ и ПАО «Россети Московский регион».</p>
Учет электроэнергии	<p>1. Требования к проектированию.</p> <p>1.1. Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Мельниково должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, требований Типового стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети».</p> <p>1.2. Разработке проектной документации на АИИС КУЭ ПС</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>220 кВ Мельниково должно предшествовать проведение ППО ПС:</p> <p>1.2.1. До проведения ППО необходимо собрать техническую документацию (копии документов должны быть получены в соответствующем электросетевом филиале ПАО «Россети Московский регион», филиале «Энергоучет» или оформлены до начала проведения ППО сетевой организацией), в соответствии с п.4.3. распоряжения ПАО «Россети» №355 от 20.07.2015</p> <p>1.2.2. Отчет ППО должен быть утверждён в ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.2.3. Отчет ППО должен содержать:</p> <p>а) перечень существующих точек учета с указанием состава измерительных комплексов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - однолинейная схема подстанции с указанием расположения измерительных комплексов, в т.ч. на уровне напряжения 0,4/0,23 кВ. - перечень оборудования на подстанции, используемого для учета. - наличие на подстанции приборов учёта, принадлежащих ПАО «Россети Московский регион», потребителю. <p>б) перечень измерительных комплексов, не соответствующих требованиям НТД по следующим критериям:</p> <ul style="list-style-type: none"> - несоответствие класса точности ТТ, ТН, счетчиков действующим НТД (подтверждает организацией, проводящей ППО). - несоответствие нагрузок на ТТ по току (согласно требованиям п. 1.5.17 ПУЭ, ГОСТ 7746-2015) (для ИИК с не подлежащими замене измерительным ТТ). - наличие совмещенных вторичных цепей учета с цепями измерений и РЗА (для ИИК с не подлежащими замене измерительным ТТ, ТН). - несоответствие нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов (для ИИК с ТТ, ТН, не подлежащими замене). - несоответствие падений напряжения в цепях учета (для ИИК с ТН, не подлежащими замене). - несоответствие срока службы (для ИИК с ТТ, ТН, не подлежащими замене). <p>1.2.4. Отчет ППО должен быть согласован с «Энергоучет» - филиалом ПАО «Россети Московский регион» в части перечня точек учета, наличия и состояния, балансовой принадлежности приборов учета.</p> <p>1.3. До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнение к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>220 кВ Молжаниновка.</p> <p>Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в «Энергоучёт» - филиал ПАО «Россети Московский регион» и ДМиККЭ ИА ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.4. Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены/модернизированы на ПС 220 кВ Молжаниновка:</p> <p>1.4.1. В РУ-220 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - линейных (ГТ-1А, ГТ-1Б); - вводах трансформаторов; - ремонтной перемычки (при наличии), - обходного выключателя (при наличии). <p>1.4.2. В РУ-20 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вводах трансформаторов; <p>1.4.3. В РУ-20 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отходящих линий; - присоединениях ДГК (при наличии). <p>1.4.4. ЩСН-0,4 кВ (Собственные нужды ПС) - на вновь устанавливаемых присоединениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии), - присоединений хознужд (при наличии). <p>1.5. В качестве приборов учета для реконструируемых/вновь вводимых присоединений, указанных в п. 1.4.1, 1.4.2 использовать цифровые многофункциональные счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5. На присоединениях, указанных в п. 1.4.3, 1.4.4 использовать статические интервальные счетчики электроэнергии, класса точности 0,2S/0,5. Применяемые приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2021.</p> <p>1.6. Для ПС 220 кВ Молжаниновка установить УСПД соответствующее требованиям СТО 34.01-5.1-010-2021. Схему сбора и передачи данных по учету электроэнергии, применяемое оборудование в случае построения шины процесса и шины подстанции в соответствии с МЭК 61850 и применения цифровых многофункциональных счетчиков электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (SV) определить проектом.</p> <p>Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС 220 кВ Молжаниновка должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом.</p> <p>Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» - филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.7. Предусмотреть этапность/последовательность</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>выполнения работ по модернизации системы АИИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС.</p> <p>1.8. Все средства измерений должны иметь действующие сертификаты об утверждении типа средств измерений, выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (с информацией о занесении СИ в Госреестр СИ РФ). Выполнение измерений должно осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками.</p> <p>1.9. Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Единой системы конструкторской документации ЕСКД; - ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92 - Комплекс стандартов на автоматизированные системы; - ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 24.701-86 – Система технической документации; - ГОСТ 19.101-77, ГОСТ 19.201-78 - Единая система программной документации. <p>Проектные и эксплуатационные документы должны быть согласованы в электросетевом филиале, филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Энергоучёт» и утверждены в ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.10. На этапе проектирования измерительных комплексов, расчеты и выбор компонентов должен соответствовать требованиям ПУЭ (1.5), типовых инструкций СО 153- 34.09.101-94, СО 34.11.321-96, СО 34.11.114-95, СО 34.11.209-99, МЭК 61850.</p> <p>1.11. Для измерительных каналов необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на присоединениях РУ-220, 20 кВ, указанных в 1.4.1, 1.4.2 раздела «Учет электроэнергии», установить измерительные трансформаторы тока и напряжения (в трех фазах) с отдельными используемыми для учета вторичными обмотками (кернами) и/или цифровыми выходами класса точности 0,2S и 0,2 соответственно; при использовании измерительных ТТ и ТН с аналоговыми выходами рассмотреть возможность применения устройств, осуществляющих аналого-цифровое преобразование измерений (АЦП); - на присоединениях РУ-20 кВ, указанных в п. 1.4.3 установить измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности 0,2S и измерительной обмоткой с классом точности 0,5; установить трансформаторы напряжения, которые должны иметь отдельную вторичную обмотку для цепей учета;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>необходимо обеспечить работу данной вторичной обмотки трансформаторов напряжения в классе точности 0,2.</p> <ul style="list-style-type: none"> - на присоединениях 0,4 кВ (присоединения ТСН), указанных в п.1.4 раздела «Учет электроэнергии», установить отдельные измерительные трансформаторы тока в трех фазах для учета с классом точности не ниже 0,2S - для всех измерительных каналов применять измерительные трансформаторы, приборы учета, соответствующие ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 1983-2015, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, требований Типового стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети», ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010, ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010, СТО 34.01-5.1-009-2021, МЭК 61850, в частности МЭК 61850-9-2 (SV); - средства измерений, поставляемые для оснащения подстанции, входящие в состав измерительных комплексов, должны иметь на момент ввода в эксплуатацию действующие оттиски клейм о поверке или свидетельства о поверке (Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 №1815). <p>1.12. В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 220 кВ Молжаниновка и сервером АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet.</p> <p>Произвести параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объемами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС.</p> <p>Провести работы по полной интеграции счетчиков электроэнергии и УСПД ПС в существующий ИВК верхнего уровня системы учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион» (ПО «АльфаЦЕНТР»). Возможность интеграции счетчиков и УСПД с ИВК ВУ должна быть подтверждена протоколом совместных предварительных испытаний.</p> <p>При этом ИВКЭ должен обеспечивать предоставление доступа ИВК к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений, в том числе параметры электрической сети.</p> <p>1.13. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений.</p> <p>1.14. Все компоненты ИК должны иметь возможность функционировать в существующем электромагнитном</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>окружении, не влияя на это окружение недопустимым образом. При этом ко всем компонентам системы должны предъявляться требования действующих нормативных, отраслевых директивных и методических документов в части электромагнитной совместимости (ЭМС).</p> <p>1.15. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений.</p> <p>1.16. Необходимо обеспечить резервирование питания технических средств коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых на подстанции (предусмотреть в проектной документации шинки/клеммы резервного питания счетчиков, шкаф АВР для резервного питания счетчиков и питания шкафа УСПД). Необходимо обеспечить подключение к источнику бесперебойного питания технических средств коммерческого учета электроэнергии уровня ИВКЭ, устанавливаемых на подстанции.</p> <p>1.17. В проекте отдельным разделом выполнить расчет численности персонала, выполняющего техническое обслуживание АИИС КУЭ ПС 220 кВ Молжаниновка в час/год.</p> <p>2. Требования к монтажу.</p> <p>2.1. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить организацией, отвечающей требованиям установленным законодательством Российской Федерации для выполнения данного вида работ, в соответствии с согласованной проектной документацией.</p> <p>2.2. Счетчики должны устанавливаться на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию (ПУЭ, п.1.5.29.).</p> <p>2.2.1. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.4.1 раздела «Учет электроэнергии», установить в отдельных панелях/шкафах учета.</p> <p>2.2.2. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.4.2, 1.4.3, 1.4.4, раздела «Учет электроэнергии», установить на дверях ячеек.</p> <p>2.3. Предусмотреть резервирование ТН, используемых для учета.</p> <p>2.4. Информационные цепи выполнять контрольным экранированным кабелем с необходимым количеством жил; прокладку информационных цепей на территории ПС выполнять морозоустойчивым кабелем в бронеоболочке; исключить совместную прокладку информационных и силовых кабелей.</p> <p><i>В случае применения измерительных ТТ, ТН с отдельным аналоговым выходом для учета:</i></p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>2.5. Производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем.</p> <p>2.6. Вывести вторичные измерительные цепи тока и напряжения на специальные испытательные блоки, (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков и обеспечить возможность их пломбировки.</p> <p>2.7. При проведении работ по установке ИК на ПС, вторичные измерительные цепи от измерительных трансформаторов до счетчиков между панелями, шкафами, на территории ПС выполнять контрольным экранированным кабелем с резервной жилой; прокладку цепей напряжения присоединений 220 кВ на территории ПС выполнять кабелем в бронеовой оболочке; допускается выполнять вторичные цепи напряжения присоединений 20 кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета.</p> <p>2.8. При наличии догрузочных резисторов в токовых цепях учета установить дополнительные обводные коробки испытательные типа КИ-10 (или аналогичные) или установить дополнительные пломбируемые измерительные клеммы с размыкателями и короткозамыкателями, обеспечивающие возможность их выкорачивания.</p> <p>2.9. Предусмотреть автоматические выключатели в цепях напряжения, используемых для учета; предусмотреть испытательные блоки в цепях ТН, используемых для учета.</p> <p>2.10. Трансформаторы тока в ячейках КРУ, ЩСН должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном.</p> <p>3. Требования к вводу АИИС КУЭ в эксплуатацию</p> <p>3.1. После завершения проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ для ввода АИИС КУЭ в опытную и промышленную эксплуатацию создается рабочая комиссия. В состав рабочей комиссии должны входить представители ПАО «Россети Московский регион», электросетевого филиала, филиала «Энергоучёт», подрядной организации.</p> <p>3.2. Ввод в опытную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС</p> <p>3.2.1. Рабочей комиссии должны быть представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; - утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, - рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>регион»;</p> <ul style="list-style-type: none"> - паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; - действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или отметки в паспортах о первичной поверке, - сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений, - паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94, - структура базы данных (существующая), - акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, - акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ, - иные сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2013) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы, - протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ, - программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92. <p>3.2.2. Решение о вводе АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию принимается рабочей комиссией и оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию.</p> <p>3.3. Ввод в промышленную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС:</p> <p>3.3.1. Рабочей комиссии должны быть представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; - утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, - рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; - паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; - действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или отметки в паспортах о первичной поверке, - сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений, - паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94. - структура базы данных (существующая), - акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, - акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> - сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-68, ГОСТ 2.601-2006) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы. - программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92. - протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ. - акт завершения опытной эксплуатации, - протокол соответствия АИИС КУЭ ПС утвержденному Техническому заданию, - акт о составлении баланса электроэнергии по ПС 220 кВ Молжаниновка за 1 календарный месяц, в период опытной эксплуатации. <p>3.3.2. Решение комиссии оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в промышленную эксплуатацию с указанием возможности или невозможности ввести АИИС КУЭ ПС в промышленную эксплуатацию.</p>
Метрологическое обеспечение	<p>1. Проект «Метрологическое обеспечение» выполнить отдельным томом.</p> <p>2. Каналы связи на момент ввода в эксплуатацию должны соответствовать, в части метрологических характеристик, Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 №1847, пп. 7.2.1., 7.3., 7.4., 7.5., 7.6. перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.</p> <p>3. Метрологические характеристики каналов связи должны быть определены в соответствии с утвержденными методиками (методами) измерений. В проектной документации указать ссылки на методики (методы) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин".</p> <p>4. В протоколах измерений метрологических характеристик каналов связи указать типы, заводские номера, номера свидетельств о поверке, дату поверки, дату следующей поверке применяемых средств измерений. Применение не поверенных средств измерений не допускается.</p> <p>5. В проекте указать:</p> <p>5.1. Типы, метрологические характеристики применяемых средств измерений;</p> <p>5.2. Методики (методы) измерений (допускается указание ссылок на утвержденную методику (метод) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");</p> <p>5.3. Нормативные документы содержащих требования к выполнению измерений и средствам измерений;</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>5.4. Номера действующих Свидетельств об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, на все используемые средства измерений;</p> <p>5.5. Перечни информационно-измерительных каналов с расчетом погрешности ИИК;</p> <p>5.6. Проверку нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ и ТН;</p> <p>5.7. Перечень измеряемых на объекте параметров и точек (мест) измерений, диапазоны изменений измеряемых параметров и перечня влияющих на результат измерения внешних величин;</p> <p>5.8. Отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;</p> <p>5.9. Требования к нормам точности измерения параметров;</p> <p>5.10. Необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;</p> <p>5.11. Основные требования по выбору СИ;</p> <p>5.12. Основные требования к метрологическому обеспечению СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).</p> <p>6. Средства измерений, в том числе сигнализаторы плотности элегаза, плотномеры, устройство регистрации частичных разрядов, измерительные датчики тока, напряжения, температуры и других физических величин, применяемые для мониторинга, контроля и наблюдения за технологическими параметрами (в устройствах: контроля высоковольтных вводов трансформаторного оборудования, мониторинга состояния высоковольтных выключателей, управления и мониторинга элегазовой ячейки, контроля допустимых перегрузок трансформаторного оборудования, управления и мониторинга трансформаторного оборудования, диагностики и мониторинга высоковольтных кабельных линий и КРУЭ и т.д) должны иметь:</p> <p>6.1. на момент согласования проектной документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); <p>6.2. на момент ввода в эксплуатацию:</p> <ul style="list-style-type: none"> - свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология"); - положительное заключение аттестационной комиссии

Наименование мероприятия	Технологические решения																																			
	<p>ПАО «Россети».</p> <p>7. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети».</p> <p>8. Для новых присоединений, а также для присоединений, оснащенных аналоговыми щитовыми измерительными приборами, предусмотреть в проектном решении цифровые щитовые измерительные приборы класса точности не хуже 0,5.</p> <p>9. Щитовые измерительные приборы всех присоединений подключать к обмоткам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 по аналоговому выходу ТТ и ТН, при отсутствии возможности подключения протоколов МЭК 61850 (Передачу информации на вышестоящие уровни требуется осуществлять в формате протоколов МЭК 61850).</p> <p>10. При размещении цифровых щитовых приборов обеспечить возможность безопасного подключения калибровочного оборудования при проведении периодической калибровки в процессе эксплуатации СИ.</p> <p>11. Автоматизированная система мониторинга и диагностики на момент ввода в эксплуатацию должна иметь действующие:</p> <p>11.1. на момент согласования проектной документации:</p> <p>- Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");</p> <p>11.2. на момент ввода в эксплуатацию:</p> <p>- Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология");</p> <p>11.3. положительное заключения аттестационной комиссии ПАО "Россети".</p> <p>12. Требования к измерениям:</p> <table><tr><th rowspan="2">№ пп</th><th rowspan="2">Место выполнения измерений</th><th colspan="3">Измеряемые величины</th></tr><tr><th>Ток, А</th><th>Напряжение, В (кВ)</th><th>Мощность активная, Вт (кВт, МВт)</th></tr><tr><td>1</td><td rowspan="4">РУ 20 кВ</td><td>ТСН</td><td>1</td><td></td></tr><tr><td>2</td><td>ВЛ(КЛ)-20 кВ</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>3</td><td>Ввод-20 кВ</td><td>3</td><td>1</td></tr><tr><td>4</td><td>секция шин 20 кВ</td><td></td><td>3</td><td></td></tr><tr><td>5</td><td rowspan="2">РУ 220 кВ</td><td>ВЛ-220 кВ</td><td>3</td><td>1</td></tr><tr><td>6</td><td>Ввод 220 кВ</td><td>3</td><td>1</td></tr></table>	№ пп	Место выполнения измерений	Измеряемые величины			Ток, А	Напряжение, В (кВ)	Мощность активная, Вт (кВт, МВт)	1	РУ 20 кВ	ТСН	1		2	ВЛ(КЛ)-20 кВ	1	1	3	Ввод-20 кВ	3	1	4	секция шин 20 кВ		3		5	РУ 220 кВ	ВЛ-220 кВ	3	1	6	Ввод 220 кВ	3	1
№ пп	Место выполнения измерений			Измеряемые величины																																
		Ток, А	Напряжение, В (кВ)	Мощность активная, Вт (кВт, МВт)																																
1	РУ 20 кВ	ТСН	1																																	
2		ВЛ(КЛ)-20 кВ	1	1																																
3		Ввод-20 кВ	3	1																																
4		секция шин 20 кВ		3																																
5	РУ 220 кВ	ВЛ-220 кВ	3	1																																
6		Ввод 220 кВ	3	1																																

Наименование мероприятия	Технологические решения					
	7		секция шин 220 кВ		3	
	<p>**1 – последовательное измерение параметра по фазам; 3 – параллельное измерение параметра по фазам.</p> <p>13. Технические требования к щитовым приборам:</p> <ul style="list-style-type: none"> - габариты передней панели 120х120 мм; - глубина не более 70 мм; - возможность программирования коэффициента трансформации через кнопки управления на лицевой панели и индицирования коэффициента трансформации и измеряемого значения с учётом установленного коэффициента трансформации; - должны быть оснащены интерфейсами RS485, USB (для подключения внешних устройств хранения информации, компьютера для сервисного обслуживания и т.п.); - поддержка протокол МЭК 61850 (для работы в составе систем автоматизации и информационно-измерительных систем); - отображающие на табло значения U_f, U_l, I_f, I_l, n, Q, P и $\cos\varphi$; - наличие аналогового выхода 4-20 мА; - потребляемая мощностью не более 7 В*А; - работа в температурном диапазоне -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$; - относительная влажность воздуха не более 95% при температуре $+35^{\circ}\text{C}$; - напряжение питания – сеть переменного тока напряжением (85-240) В и частотой (45-65) Гц или постоянное напряжение (100-265) В; - степень защиты по передней панели не хуже IP55; - межповерочный интервал не менее 10 лет; - класс точности не хуже 0,5; - гарантийный срок службы не менее 60 мес; - средний срок службы не менее 25 лет; - срок наработки на отказ не менее 200 000 ч.; - не имеют отрицательного опыта эксплуатации на энергообъектах ДЗО ПАО «Россети»; - цвет индикаторов цифровых щитовых электроизмерительных приборов необходимо на стадии проектирования согласовать с филиалом; - высота знака не менее 20 мм; - приборы должны реализовывать функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемых величин. Выход измеряемой величины за установленные значения должен индизироваться световой индикацией на лицевой панели. Значения контролируемых 					

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>величин должны устанавливаться в условиях эксплуатации кнопками, установленными на передней панели;</p> <ul style="list-style-type: none"> - входное сопротивление цепи измерения тока не более 20 мОм; - входное сопротивление цепи измерения напряжения не менее 1 МОм.
<p>Качество электроэнергии</p>	<p>1. Общие требования</p> <p>1.1. Тип прибора согласовать с Дирекцией метрологии и контроля качества электроэнергии на этапе проектирования.</p> <p>1.2. В качестве приборов учета с функцией контроля качества электрической энергии на секции шин 20 кВ подстанции использовать «Vinom 335» или аналогичные.</p> <p>1.3. Приборы должны:</p> <ul style="list-style-type: none"> - соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30-2013 «Методы измерений показателей качества электроэнергии»; - обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»; - обеспечивать формирование протоколов качества электрической энергии в соответствии с действующими стандартами нормативной документации; - соответствовать требованиям МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV). <p>2. Установка приборов</p> <p>2.1. Для обеспечения непрерывности измерений предусмотреть резервирование питания приборов контроля качества электроэнергии, устанавливаемых на подстанции, или подключение к источнику бесперебойного питания.</p> <p>2.2. Предусмотреть резервирование информационных цепей ТН, используемых для контроля качества электроэнергии.</p> <p>2.3. Для решения задач по компоновке и расположению приборов контроля качества электрической энергии и сопутствующего оборудования рекомендуется использовать типовые шкафы системы контроля качества электроэнергии. Приборы контроля качества электрической энергии должны устанавливаться на панелях, щитах, имеющих жесткую конструкцию.</p> <p>2.4. Средства измерений (СИ) показателей качества электрической энергии должны быть внесены в Государственный реестр СИ, иметь сертификат об утверждении типа, действующие на момент ввода в эксплуатацию отиски поверительных клейм или свидетельства о поверке (ст. 9 ФЗ РФ от 26.06.2008 г. №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», п. 1.7 ПР 50.2.006-94 «Порядок проведения поверки</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>средств измерений)). В случае отсутствия действующих оттисков поверительных клейм или свидетельств о поверке провести метрологическое обеспечение средств измерений.</p> <p>3. Передача данных</p> <p>3.1. Предусмотреть передачу данных с приборов контроля качества электрической энергии на АРМ ККЭ с установленным на нем программным обеспечением, позволяющим выводить на печать протоколы измерений качества электрической энергии.</p> <p>3.2. Организовать удаленный доступ из отдела (сектора) контроля качества электроэнергии филиала ПАО «Россети Московский регион» – Московские высоковольтные сети через АСУ ТП к приборам контроля качества электроэнергии для получения информации. На компьютере АРМ в отделе контроля качества электроэнергии должно быть установлено программное обеспечение, соответствующее установленному типу приборов.</p> <p>4. Требования к разработке проекта</p> <p>4.1. Проект «Качество электроэнергии» должен быть выполнен специализированной организацией, имеющей соответствующие лицензии, отдельным томом. Электронную копию проектной документации с разделом «Качество электрической энергии» представить в Дирекцию метрологии и контроля качества электроэнергии ПАО «Россети Московский регион». Проект должен быть согласован в филиале ПАО «Россети Московский регион» – Московские высоковольтные сети и утвержден в ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>4.2. Проект должен содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Схему электрическую однолинейную с указанием точек контроля качества электрической энергии; - Структурную схему построения системы контроля качества электрической энергии; - Электрическую схему подключений СИ ПКЭ к ТТ и ТН; - Схему электрическую принципиальную питания системы контроля качества электрической энергии; - Схему электрическую принципиальную периферийного оборудования; - План, показывающий месторасположение шкафа контроля качества электроэнергии и электрических проводов, кабелей связи; - Чертеж, изображающий внешний вид шкафа контроля качества электроэнергии. <p>5. Требования к сдаче в эксплуатацию</p> <p>5.1. По окончании работ передать в филиал ПАО «Россети Московский регион» – Московские высоковольтные сети рабочую и эксплуатационную документацию на комплекс</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>контроля качества электрической энергии и комплект документов на приборы контроля качества электроэнергии с отметками или свидетельствами о поверке.</p> <p>5.2. С целью подтверждения выполненных работ представить в Дирекцию метрологии и контроля качества электроэнергии ПАО «Россети Московский регион» протоколы измерений показателей качества электрической энергии по всем точкам контроля подстанции, оформленные в соответствии с действующими стандартами с рабочих мест отдела (сектора) контроля качества электроэнергии соответствующего филиала ПАО «Россети Московский регион».</p>
Охранные мероприятия	<p>В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 19.09.2015 №993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса» объект должен быть оснащен инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) в составе:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. инженерно-технические средства защиты: <ol style="list-style-type: none"> 1.1. инженерные заграждения; 1.2. инженерные средства и сооружения; 1.3. контрольно-пропускные пункты (КПП); 1.4. помещения для размещения подразделений охраны. 2. технические средства охраны: <ol style="list-style-type: none"> 2.1. система автоматической охранной сигнализации периметра территории объекта (СПС) и внутренних помещений объекта (СОС); 2.2. система охранная телевизионная (СОТ); 2.3. система контроля и управления доступом (СКУД); 2.4. система сбора и обработки информации, в том числе подсистема связи и передачи извещений к пультам централизованного наблюдения (ССОИ). 3. вспомогательные системы и средства. <ol style="list-style-type: none"> 3.1. система охранного освещения (СОО); 3.2. система оповещения о тревоге, чрезвычайной ситуации и др.; 3.3. система электропитания. <p>ИТСО должны поддерживать сопряжение друг с другом и представлять единую комплексную систему безопасности объекта, с передачей сигналов на диспетчерский пункт филиала или в инженерно-технический центр управления безопасностью.</p> <p>В целях обеспечения управления безопасностью и антитеррористической защищенностью объектов ПАО «Россети Московский регион» в единой системе ситуационно-аналитического управления, а также интеграции существующих и создаваемых систем управления безопасностью в ЦУБ</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>ПАО «Россети Московский регион», рекомендуется использование систем безопасности на базе ISS или LTV. При выборе оборудования учитывать совместимость поддержки протокола ONVIF, а также программного интерфейса интеграции приложений API.</p>
Информационная безопасность	<p>Применяется в случае модернизации, реконструкции или создания системы АСУ ТП (ТМ), СДТУ, АСМД, дистанционного управления КА и оборудованием РЗА.</p> <p>Состав представляемых на рассмотрение материалов проектирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ угроз безопасности информации и разработку модели угроз безопасности информации или ее уточнение (при ее наличии); - категории значимости объекта информационной инфраструктуры; - решения по организационным и техническим мерам обеспечения информационной безопасности объектов информационной инфраструктуры; - требования к применяемым программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам защиты информации; - требования к защите средств и систем, обеспечивающих функционирование объекта информационной инфраструктуры (обеспечивающей инфраструктуре); - требования к информационному взаимодействию значимого объекта с иными объектами критической информационной инфраструктуры, а также иными информационными системами, автоматизированными системами управления или информационно-телекоммуникационными сетями. <p>Требования к предоставляемым материалам в части подсистемы Информационной безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Руководящие указания по установке и настройке средств защиты информации, настройке программных и программно-аппаратных средств безопасности объектов информационной инфраструктуры; - Руководящие указания по риск-ориентированному управлению объектами информационной инфраструктуры (ИТТ активами), организации в рамках процесса эксплуатации установки критических обновлений программного обеспечения для объектов; - Руководящие указания по конфигурации параметров программных и программно-аппаратных средств информационно-телекоммуникационной сети для обеспечения безопасности объектов информационной инфраструктуры, в том числе по обеспечению безопасного удаленного мониторинга

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>объектов информационной инфраструктуры Цифровой сети, организации удаленного доступа в информационно-телекоммуникационную сеть субъекта электроэнергетики;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать и согласовать программу информирования и обучение персонала объекта информационной инфраструктуры; - Представить расчет нормативной численности персонала, ответственного за планирование и контроль мероприятий по обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры, управление (администрирование) подсистемой информационной безопасности, управление средствами защиты информации, управление обновлениями программных и программно-аппаратных средств, в том числе средств защиты информации, с учетом особенностей функционирования значимого объекта, мониторинг и анализ зарегистрированных событий в значимом объекте, связанных с обеспечением безопасности (далее - события безопасности), сопровождение функционирования подсистемы безопасности значимого объекта в ходе ее эксплуатации, включая ведение эксплуатационной документации и организационно-распорядительных документах по безопасности значимого объекта; - Представить решения по централизованному управлению подсистемой безопасности объектов информационной инфраструктуры (при необходимости); - Разработать и согласовать план мероприятий по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры на случай возникновения нештатных (непредвиденных) ситуаций; - Разработать и согласовать проект Акта категорирования объекта критической информационной инфраструктуры. <p>Материалы проектной и рабочей документации в части информационной безопасности согласовать с подразделением информационной безопасности Предприятия электрических сетей, Департаментом комплексной безопасности персонала, объектов и информационной безопасности ПАО «МОЭСК», а также иными заинтересованными лицами.</p> <p><u>Требования по обеспечению информационной безопасности</u></p> <p>Порядок создания подсистемы информационной безопасности, построение этапов работ, а также разработка технической и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».</p> <p>Обеспечить создание подсистемы информационной безопасности, а также обеспечить выполнение:</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> - требований 187-ФЗ от 26.07.2017 «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и подзаконных актов; - требований Приказа ФСТЭК от 14.03.2014 №31 - не ниже 3 класса защищенности автоматизированной системы управления; - требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» не ниже уровня 1 Г; - требований Распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 №140 «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ» (в редакции распоряжения ПАО «Россети» от 27.04.2016 №178р и распоряжения ПАО «Россети» от 08.02.2019 №70р); - средства защиты информации должны соответствовать требованиям не ниже 6-го или более высокого уровня доверия («Требования по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий», утвержденные приказом ФСТЭК России от 02.06.2020 N 76). <p>Применяемое оборудование должно быть включено в Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации.</p> <p>Применяемое программное обеспечение должно быть включено в Единый реестр российских программ для электронно-вычислительных машин и баз данных.</p> <p>Применяемое оборудование и программное обеспечение средств информационной безопасности, сети передачи данных, АСУТП, ТМ должно быть сертифицированным ФСТЭК России и/или допущенным к применению на объектах ПАО "Россети", в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 28.07.2020 №329 «Об утверждении методики и порядка проведения проверки качества (аттестации) оборудования и типового регламента работы комиссии по допуску оборудования» и прошедшим проверку в соответствии с требованиями приказа ПАО «Россети» от 28.08.2020 №391 «Об утверждении Методики проведения проверки цифрового оборудования и систем на соответствие требованиям безопасности информации, в том числе проведения проверки качества технических средств защиты информации в электросетевом комплексе».</p> <p>В случае модернизации, реконструкции или создания</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>автоматизированной системы мониторинга и диагностики энергетического оборудования, обеспечить выполнение требований Приказа Министерства энергетики РФ от 06.11.2018 №1015 «Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования».</p> <p>При проектировании и выполнении работ, учесть мероприятия, выполняемые в рамках смежных проектов.</p> <p>Тома проектной и рабочей документации в части информационной безопасности и тома в части защищаемых объектов информационной инфраструктуры (системы АСУ ТП, ТМ, СДТУ, АСМД, дистанционного управления КА и/или оборудования РЗА) согласовать со структурным подразделением информационной безопасности филиала и ДКБПОиИБ ИА Общества.</p> <p>Обеспечить комплексную защиту информации, определяющей режим функционирования и/или раскрывающей систему защиты конкретного объекта, в случае ее передачи за пределы контролируемой территории.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Оборудование структурных компонентов (функциональных систем и подсистем) систем обеспечения безопасности объекта, а также помещений, в которых размещаются центральный и локальные пульта управления с устанавливаемым в них оборудованием, должно проводиться с учетом реализации технических мероприятий по защите информации. 2. На структурные компоненты (функциональные системы и подсистемы) систем обеспечения безопасности объекта, разработать модели угроз для каждого типа энергообъекта. 3. Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с использованием шифрования или технологии инспекции промышленных протоколов. 4. Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с использованием шифрования. 5. Требования информационной безопасности, применяемые на всех объектах защиты: <ul style="list-style-type: none"> - в случае наличия парольной защиты доступа, все пароли по умолчанию должны быть изменены; - парольная политика к объектам защиты должна соответствовать установленным требованиям: по сложности

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>пароля (не менее 12 символов, наличие символов в разном регистре, наличие специальных символов), сроку действия паролей и истории паролей;</p> <ul style="list-style-type: none"> - доступ персонала вне зависимости от объекта защиты должен быть персонализирован, необходимо исключить (при наличии технической возможности) возможность доступа к объектам защиты под одной учетной записью (одним паролем) для различных работников; - встроенные учетные записи на всех компонентах объектов защиты должны быть отключены; - высший приоритет применения на объектах защиты должны иметь механизмы доступа с применением многофакторной аутентификации; - незадействованный функционал и компоненты объектов защиты должны быть отключены; - на всех объектах защиты и их компонентах, должны быть включены и настроены функции регистрации событий безопасности с передачей на специально выделенный сервер сбора информации подсистемы мониторинга информационной безопасности; - по всем компонентам объектов защиты должны быть установлены процедуры обновлений безопасности, время применения обновления безопасности на компонентах объектов защиты не должно превышать 24 часов. <p>6. Требования информационной безопасности, применяемые к информационно-телекоммуникационной сети (далее - ИТС):</p> <ul style="list-style-type: none"> - должен быть организован периметр технологического сегмента ИТС Объекта. Организация сетевого периметра ИТС Объекта должна быть обеспечена посредством межсетевых экранов; - физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования; - физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования; - выделение сегментов должно обеспечиваться посредством, одновременного применения следующих технологий и методов в порядке эффективности защиты (при наличии такой возможности): - физическое выделение, посредством организации сегментов за счет выделенных коммутирующих устройств, подключаемых только к межсетевым экранам (наиболее защищенный вариант);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> - с применением средств криптографической защиты доступа к сети и защиты трафика (VPN) при условии, что указанные средства в сегменте образуются посредством установки специализированного ПО на каждом из конечных узлов (серверов, АРМ); <ul style="list-style-type: none"> - VLAN; - VRF. - На каждом из Объектов в ИТС должны быть выделены сегменты управления: <ul style="list-style-type: none"> - сегмент управления ИТС (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления ИТС); - сегмент управления АСТУ (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления АСТУ); - сегмент управления подсистемами ИБ; - сегмент оперативного управления Объектом (имеет доступ персонал, осуществляющий оперативное управление оборудованием Объекта). - доступ к технологическому сегменту ИТС и другим входящим в него сегментам АС должен осуществляться только из сегмента оперативного управления. - взаимодействие сегментов должно ограничиваться следующими правилами: <ul style="list-style-type: none"> - доступ к сегментам управления из других сегментов запрещен; - взаимодействие между сегментами должно происходить исключительно через средства межсетевого экранирования; - взаимодействие между сегментами автоматизированных систем должно обеспечиваться в случае необходимости только посредством выделения специализированных выделенных «буферных» сегментов; - правила на межсетевых экранах должны быть максимально точными включая указание адресов назначения и источника, портов назначения и источника. - для взаимодействия с внешними сетями и АС должны создаваться «демилитаризованные» зоны – сегменты сети, в которые могут обращаться внешние «потребители» и из которых исключена возможность инициации соединений во внутренние сегменты сети Объекта; - служебные протоколы оборудования образующего ИТС, должны быть доступны только из сегмента управления ИТС; - должны быть отключены неиспользуемые и небезопасные (передающие информацию по сети в открытом, незашифрованном виде) протоколы и сервисы на сетевом оборудовании; - неиспользуемые порты на коммутационном оборудовании

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>должны быть отключены логически и физически;</p> <ul style="list-style-type: none"> - доступ на уровне ИТС должен осуществляться в случае необходимости дополнительных мер с применением протоколов 802.1x и фильтрации MAC адресов; - устройства беспроводной связи должны находиться физически и логически за организованным периметром ИТС Объекта; - технологические протоколы необходимо строго изолировать от внешнего проникновения; - на сетевом оборудовании должны быть включены функции от подмены сетевых адресов и меры защиты от внедрения ложной маршрутной информации в протоколы маршрутизации; - должен быть включен сбор событий на уровне трафика в сети и передаваться на сервер подсистемы мониторинга информационной безопасности для контроля легитимности сетевых соединений. <p>7. Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным системам (далее АС):</p> <ul style="list-style-type: none"> - каждая АС должна быть изолирована, от других АС, при необходимости взаимодействия с другими АС, взаимодействие должно быть обеспечено методами исключающими возможность его использование в деструктивных целях для обеих АС; - при необходимости сбора необходимой информации с АС, указанные АС должны позволять передавать информацию посредством отправки технологической и другой информации иницируя соединения самостоятельно (по примеру протокола Syslog). Методы в виде опроса сервисов, баз данных и т.д. систем должны быть исключены; - должно обеспечиваться резервирование конфигураций и баз данных АС; - все применяемые АС должны иметь актуальную и доступную проектную и эксплуатационную документацию; - в целевом исполнении АС должны иметь механизмы электронной подписи и криптографической защиты информации, а также должны обладать процедурами двойного контроля или паритета ответственности, когда выполнение критических действий невозможно выполнить одновременно одним лицом; - прямой доступ к базам данных АС должен быть исключен; - территориально распределенные АС, с выведенным функционалом по управлению на централизованное удаленное управление в частности АСТУ, должны позволять осуществлять перевод управления на нижний (местный, Объектовый уровень). Функция отключения указанного внешнего управления должна

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>гарантировать исключение возможности включения удаленного управления из вне;</p> <ul style="list-style-type: none"> - при выполнении контроля за АС необходимо обеспечить контроль за всеми ее компонентами на каждом конкретном Объекте (уровень системного программного обеспечения, уровень прикладного программного обеспечения (далее - ПО), уровень баз данных). <p>8. Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным рабочим местам (далее АРМ) и серверам:</p> <ul style="list-style-type: none"> - На серверах АС и АРМ в обязательном порядке должны быть установлены средства антивирусной защиты с актуальными обновлениями; - Должна быть исключена возможность использования внешних устройств беспроводной связи на серверах и АРМ (блокировка необходимых портов как физически так и логически); - Подключение внешних устройств хранения данных по умолчанию должно быть запрещено, подключение должно быть вызвано потребностью технологического бизнес-процесса и только на ограниченное время с контролем со стороны работника службы безопасности; - Должны быть включены пароли на доступ к встроенному ПО (BIOS, UEFI, сервисы управления) серверов и АРМ; - Должен применяться только необходимый и согласованный состав ПО на АРМ и серверах. При наличии возможности со стороны средств безопасности установленных на АРМ и серверах должна быть реализована политика белых списков в отношении, используемого ПО; - В целом исполнении доступ к АРМ и серверам должен обеспечиваться посредством средств многофакторной аутентификации; - Подключение к сети Интернет АРМ, с которых осуществляется выполнение критических операций должно быть запрещено; - Должен производиться контроль за хранением на серверах и АРМ парольной информации. В случае выявления должны быть инициированы проверки целостности скомпрометированных узлов и незамедлительная замена парольной информации для всех учетных записей, а также ревизия учетных записей; - На всех АРМ и серверах должны быть включены персональные межсетевые экраны с правилами минимально необходимыми для функционирования объектов защиты. Весь остальной сетевой доступ должен быть заблокирован. <p>9. Требования к оборудованию:</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>- На всем технологическом оборудовании Объекта и оборудовании безопасности имеющим функции управления, должны быть максимально использованы функции безопасности при их наличии;</p> <p>- Оборудование должно подключаться только к своим сегментам ИТС;</p> <p>- Неиспользуемый функционал и интерфейсы связи должны быть отключены.</p> <p>10. Требования к подсистемам информационной безопасности:</p> <p>Минимальный состав подсистем ИБ должен состоять из:</p> <ul style="list-style-type: none"> - подсистемы антивирусной защиты; - подсистемы межсетевого экранирования ИТС и конечных узлов; - подсистемы анализа сетевого трафика и обнаружения компьютерных атак; - подсистемы мониторинга информационной безопасности (централизация сбора и анализа событий безопасности регистрируемых на конечных узлах Объекта с целью контроля и выявления нарушений). <p>Предусмотреть сбор событий информационной безопасности для передачи в САЦ сетевой компании.</p> <p>Необходимость разработки мероприятий защиты информации для каждого конкретного объекта определяется по результатам предпроектного обследования.</p> <p>Использовать отдельные туннелированные каналы связи (стандарт VPN) для телеизмерений, учёта и качества электроэнергии, средств физической безопасности).</p> <p>Создаваемые в рамках проводимых работ центральные и удаленные пульта управления безопасностью должны быть аттестованы на предмет соответствия требованиям РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» не ниже уровня 1Г.</p> <p>Исполнитель (соисполнитель) работ должен отвечать следующим требованиям по наличию:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Лицензии ФСТЭК на деятельность по технической защите конфиденциальной информации согласно п.п. б), г), д), е) ст.4 Положения введенного Постановлением Правительства РФ 2012 года №79; - Лицензии ФСБ на осуществлении работ по пунктам 2, 3, 8, 9, 12-14, 21-23 «Перечня выполняемых работ и оказываемых услуг, составляющих лицензируемую деятельность, в отношении шифровальных (криптографических) средств».

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации (ПД):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон от 26.07.2017 №187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». - Политика ПАО «Россети» в области информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций (Политика ИТТ, утверждена Советом директоров ПАО «Россети» (Протокол от 11.09.2017 №276). - ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».
Системы технологического видеонаблюдения	<ol style="list-style-type: none"> 1. На подстанции провести обследование мест расположения первичного оборудования. Определить места установки видеокамер системы технологического видеонаблюдения. 2. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать: <ul style="list-style-type: none"> - визуальный контроль помещений ЗРУ и ОРУ цифровой ПС с основным технологическим оборудованием; - визуальный контроль за работой и состоянием отдельных элементов, функциональных узлов и измерительных приборов оборудования; - визуальный контроль за помещениями оборудованными системами пожаротушения с анализом видеоинформации и формированием тревожных сигналов (визуальное обнаружение возгорания, наличие людей в защищаемом помещении, визуальный контроль работы систем противопожарной защиты); - визуальный контроль зон установки шкафов с микропроцессорным оборудованием и шкафов управления; - визуальный контроль положения дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на ОРУ, ЗРУ; - визуальный контроль за безопасным выполнением работ персоналом ремонтных бригад в помещениях с повышенной опасностью, ОРУ, ЗРУ. 3. Результаты обследования согласовать с ПАО «Россети Московский регион». 4. Обеспечить сбор в систему АСУТП и отображение на АРМ ОП видеосигнала от системы технологического видеонаблюдения. Экранные формы отображения видеоинформации определить на этапе проектирования и согласовать с ПАО «Россети Московский регион». 5. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать в автоматическом режиме позиционирование видеокамер на зону, в которой произошло срабатывание

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>сигнализации (в том числе, при получении информации из АСУТП о срабатывании датчиков открытия дверей шкафов и т.д.) и вывод соответствующего изображения на АРМы диспетчера (в том числе удаленного). При выполнении операций с коммутационной аппаратурой или срабатыванием устройств РЗА должно обеспечиваться позиционирование видеокамер на коммутационный аппарат или на оборудование, на котором произошло короткое замыкание или сработали датчики технологических защит.</p> <p>6. Видеокамеры, устанавливаемые в помещениях, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы и функцией ночного видения.</p> <p>7. Видеокамеры, устанавливаемые на открытом воздухе, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы, размещаться в кожухе, иметь солнцезащитный козырек, обеспечивать надежную работу в соответствующих климатических условиях, обеспечены устройствами грозозащиты.</p> <p>8. Система технологического видеонаблюдения должна взаимодействовать с системой противопожарной защиты и обеспечивать приоритетное отображение на экране монитора зоны, из которой поступил сигнал тревоги.</p> <p>9. Устройства контроля и управления должны обеспечивать последовательное и полиэкранное воспроизведение изображений от всех видеокамер, а также возможность одновременного просмотра и записи поступающих видеосигналов.</p> <p>10. Видеокамеры должны обеспечивать возможность передачи изображения и управления с рабочего места удаленного пользователя после прохождения индивидуальной аутентификации пользователем.</p> <p>11. Разрешение видеокамер должно обеспечивать на мониторах четкое изображение поступающих видеосигналов.</p> <p>12. Электропитание устройств видеонаблюдения должно осуществляться от сети 220 В через устройство бесперебойного питания, работающее в режиме «ON-LINE».</p>
Пожарная безопасность	<p>1. Разработать раздел проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 года №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>содержанию».</p> <p>2. Для обеспечения пожарной безопасности в проектной документации обосновать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - противопожарный разрыв или расстояние от проектируемого здания или сооружения, электротехнического оборудования до ближайшего здания, сооружения или наружной установки; - принимаемые значения характеристик огнестойкости и пожарной опасности элементов строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения; - принятое разделение здания или сооружения на пожарные отсеки; - расположение, габариты и протяженность путей эвакуации людей при возникновении пожара, обеспечение противодымной защиты путей эвакуации, характеристики пожарной опасности материалов отделки стен, полов и потолков на путях эвакуации, число, расположение и габариты эвакуационных выходов; - характеристики или параметры систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, а также автоматического пожаротушения и систем противодымной защиты (при наличии); - меры по обеспечению возможности проезда и подъезда пожарной техники, безопасности доступа личного состава подразделений пожарной охраны и подачи средств пожаротушения к очагу пожара, параметры систем пожаротушения, в том числе наружного и внутреннего противопожарного водоснабжения; - организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности здания или сооружения в процессе их строительства и эксплуатации. <p>3. При установке противопожарных систем применять оборудование, позволяющее осуществлять его дистанционную настройку, управление и мониторинг состояния.</p> <p>4. Приложить расчет категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, выполненный только расчетом в соответствии с действующими нормативными документами с учетом проектируемых технологических процессов, используемых технологических сред, геометрических размеров помещений, способов размещения, фактического количества и физико-химических параметров пожарной нагрузки.</p> <p>5. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих федеральных нормативных документов в сфере пожарной безопасности, ведомственных норм технологического проектирования электросетевых предприятий, стандартов</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
Энергетическая эффективность	<p>организации ПАО «Россети».</p> <p>1. Определить расход электрической энергии на собственные нужды ПС и расход электрической энергии на хозяйственные нужды с учетом:</p> <p>а) расчёта для выбранного типа (авто)трансформаторов расхода электрической энергии на технические потери и систему охлаждения при запланированном цикле нагрузки;</p> <p>б) выполнения сравнения на примере как минимум двух (авто)трансформаторов аналогичной мощности с улучшенными характеристиками по энергоэффективности. Если разница издержек основного и одного из альтернативных вариантов превышает разницу в стоимости таких вариантов в течение срока менее 7 лет, такой альтернативный вариант рекомендовать к установке (предпочтение отдается такому альтернативному варианту, разница стоимости которого по отношению к основному варианту покрывается за счет меньших технологических потерь).</p> <p>2. Расчет технических потерь электрической энергии выполнить на основании методики расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 №326, в программном комплексе РТП 3 с учетом коэффициента загрузки (авто)трансформатора равного 0,4. Допускается принять другой коэффициент загрузки при условии его обоснования в работе. Время работы (авто)трансформатора принять 8760 часов/год. Расход электрической энергии на системы охлаждения (авто)трансформаторов принять согласно Инструкции по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции (РД 34.09.208). При отсутствии в инструкции данных по требуемому типу системы охлаждения информацию получить у производителя.</p> <p>3. Выполнить подключение энергопринимающих устройств, не относящихся к собственным нуждам подстанции, к щиту хозяйственных нужд подстанции и организовать отдельный учет потребления электроэнергии на хозяйственные нужды в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94).</p> <p>4. Обеспечить установку автоматики включения/отключения по температурному режиму на отопительные приборы и устройства кондиционирования подстанции в помещениях, используемых обслуживающим персоналом (общеподстанционный пункт управления, складские помещения, помещения используемые персоналом</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>подразделений РЗА).</p> <p>5. Предусмотреть установку энергоэффективного освещения. В туалете, коридорах, на лестницах и в складских помещениях установить автоматику отключения освещения.</p> <p>6. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Энергетическая эффективность», в электронном виде. Проектная документация с поясняющими рисунками и схемами предоставляется в формате *.pdf (Adobe Acrobat Reader) без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать) в электронном виде. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц. Предоставить на рассмотрение и согласование расчетные модели, использованные для проведения расчетов технических потерь электрической энергии, в электронном виде в формате программного комплекса РТП 3 (*.fdb) на CD с применением пароля для защиты от несанкционированного доступа.</p>
Инженерно-обеспечивающие системы	<p>1. Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических объектов должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет.</p> <p>2. В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно - напряженные железобетонные стойки, сплошные блоки из тяжелого бетона, железобетонные сваи, монолитные и винтовые сваи.</p> <p>3. Стальные опоры под оборудование, а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего цинкования.</p> <p>4. При устройстве фундаментов под трансформаторы и маслоприемных устройств маслonaполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона.</p> <p>5. При устройстве маслохозяйства (маслоприемников, маслоотводов) необходимо руководствоваться требованиями ПУЭ 6-7 изд. (п.4.2.69).</p> <p>6. Дно маслоприемника аварийного слива масла от трансформатора должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка с засыпкой гравием только отводящего приемка по металлической решетке, что выполняет роль огнепреградителя.</p> <p>7. Для защиты железобетонных фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона по</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>водонепроницаемости W8 и морозостойкости F200, а также бетон на сульфато-стойком цементе.</p> <p>8. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов гидроизоляцией (в том числе их надземной части) в соответствии с действующими нормами.</p> <p>9. При обустройстве территории ОРУ спланировать территорию.</p> <p>10. В местах проезда специализированного транспорта устроить асфальтовое или бетонное (возможно использование дорожных плит) дорожное покрытие.</p>
Освещение	<p>При проектировании освещения подстанции необходимо предусмотреть применение энергосберегающих светодиодных светильников со сроком службы не менее 10 лет.</p> <p>Периметральное освещение должно включаться вручную и автоматически от датчика освещенности.</p> <p>Освещение ОРУ и внутриподстанционных площадок должно включаться вручную.</p> <p>Запрещено применение светильников и указателей со встроенными аккумуляторными батареями, все аварийные осветительные и указательные приборы должны быть запитаны от СОПТ в послеаварийном режиме, все указанные приборы должны иметь возможность питания переменным и постоянным током 220 В.</p> <p>Выключатели основного освещения в помещениях должны быть установлены в ряду ближе к входной двери, аварийного – дальше.</p> <p>На лестничных клетках, а также в проходных помещениях необходимо устанавливать систему проходного управления светом.</p> <p>Схема питания освещения ОРУ должна быть кольцевой с обеспечением возможности вывода из работы любого участка кабельной линии и осветительного прибора.</p>
Мероприятия по охране окружающей среды	<p>В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими нормативными документами предусмотреть мероприятия по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия электросетевого объекта (подстанции) на окружающую среду на период проведения строительных работ и последующей эксплуатации.</p> <p>Проектирование вести по результатам выполненных инженерно-экологических изысканий.</p> <p>В соответствии с действующими нормативными документами разработать разделы проектной документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Перечень мероприятий по охране окружающей среды;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> - Дендрологическая часть проекта (при необходимости); - Проект благоустройства и озеленения (при необходимости). <p>Содержание раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» выполнить согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (п. 25).</p> <p>Выделить подразделы с описанием мероприятий по отдельным компонентам окружающей среды (воздух, вода, почва, отходы, растительный и животный мир).</p> <p>Представить полный перечень отходов, образующихся в период строительства. Указать, что все образующиеся отходы передаются по договорам организациям, имеющим лицензии на обращение с данными видами отходов.</p> <p>В графической части представить ситуационный план (карту-схему) с указанием размещения проектируемых объектов, границ зон с особыми условиями использования территории (ООПТ, водоохранных зон и т.д.), местоположением ближайших к участку проектирования нормируемых объектов (жилой застройки).</p>
Благоустройство	<p>Работы по благоустройству территории необходимо проводить после окончания строительно-монтажных работ. Перед началом работ по благоустройству необходимо осуществить вывоз всех образовавшихся в ходе проведения работ строительных отходов, оборудования и др., освободить площадки от временных зданий и сооружений, очистить площадки от дренирующих и щебеночных грунтов, спланировать поверхности в существующих отметках.</p> <p>Перечень работ по благоустройству должен включать в себя восстановление и устройство дорожных покрытий, проездов, дорожек, тротуаров и газонов для территорий различного функционального назначения.</p> <p>При планировании работ по благоустройству территорий необходимо учитывать требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 (ред. от 27.05.2022) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"; - СП 82.13330.2016. Свод правил. Благоустройство территорий. Актуализированная редакция СНиП III-10-75; - СП 68.13330.2017. Свод правил. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 3.01.04-87»; - ГОСТ 17.5.3.04-83. Государственный стандарт Союза ССР. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель"; и др.

Наименование мероприятия	Технологические решения
Требования по установлению санитарно-защитных зон	Отдельным томом разработать проект санитарно-защитных зон объекта, согласовать его и подготовить пакет документов для установления санитарно-защитных зон и направления в уполномоченный орган в целях принятия решения об установлении санитарно-защитных зон.

8. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.

Проектирование выполнить согласно требованиям Типового ЗП (распоряжение №628р от 17.11.2017).

Проектирование выполнить в соответствии с Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008 (с изменениями и дополнениями) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" и в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

Проектная документация должна быть согласована с:

- ПАО «Россети Московский регион»;
- филиалом ПАО «Россети Московский регион» - «Московские высоковольтные сети»;
- Центральным Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Центральному Федеральному Округу;
- Московским РДУ;
- Главным управлением культурного наследия (при необходимости - государственной историко-культурной экспертизой);
- Межрегиональным территориальным управлением воздушного транспорта центральных районов Федерального агентства – в случае размещения объекта в границах ЗОУИТ - приаэродромной территории;
- и другими заинтересованными организациями.

При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки проектно-сметной документации.

До начала разработки проектной документации Проектировщик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком состав проекта, в соответствии с которым осуществляется дальнейшее проектирование и приемка выполненных работ.

В части «Цифровых подстанций»:

1. Состав предоставляемых на согласование АО «СО ЕЭС» материалов (оформляются отдельным(ми) томом(ами)):

а) схемы распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗА, АСУ ТП (ССПИ, ТМ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ) на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) с отражением функций;

б) функциональные блок-схемы взаимодействия устройств РЗА между собой и с внешними устройствами, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между устройствами РЗА, преобразователями аналоговых сигналов и преобразователями дискретных сигналов;

в) принципиальные, функционально-логические схемы и схемы программируемой логики устройств РЗА;

г) ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА, СА, ПА и необходимые для этого расчеты токов КЗ;

д) решения по регистрации аварийных событий и процессов;

е) схемы организации передачи сигналов и команд РЗА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов, а также схему организации передачи доаварийной информации для ПА с учетом резервирования каналов;

ж) схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.

2. Отдельным(ми) томом(ами) выполнить/определить/подготовить:

2.1 Функциональные блок схемы взаимодействия вновь устанавливаемых типовых шкафов между собой (с учетом структурно-функциональных схем типовых шкафов), с существующими устройствами (комплексами) РЗА, коммутационными аппаратами, ТТ и ТН:

а) наименования сигналов в семантике серии стандартов МЭК 61850 с указанием передаваемых объектов/атрибутов данных;

б) используемых коммуникационных сервисов передачи данных (Sampled Values, GOOSE, Report и др.).

2.2. Файл SSD (System Specification Description) с описанием однолинейной схемы объекта проектирования, а также распределения логических узлов первичного оборудования и функций вторичных подсистем по присоединениям в синтаксисе языка SCL (System Configuration Language).

2.3. Файл SCD с описанием схемы распределения логических узлов первичного оборудования и функций.

2.4. Предусмотреть для устройств (комплексов) РЗА, в части цифровых коммуникаций, селективную сигнализацию о неисправности связей по отдельным GOOSE/Sampled Values-сообщениям с выводом информации на МП устройство РЗА и в АСУ ТП по отказавшему соединению.

2.5. Структурную схему АСУ ТП с отражением топологии ЛВС, применяемых устройств (комплексов) РЗА, используемых протоколов резервирования в сети и точной синхронизации времени.

2.6. Распределение информационных потоков данных по шине станции и шине процесса.

2.7. Предусмотреть установку системы мониторинга сетевого трафика и контроля соответствия передачи данных по протоколам GOOSE, Sampled Values и MMS электронному проекту (SCD-файлу) с мониторингом аномальных режимов и регистрацией событий на основе сообщений GOOSE/Sampled Values, включающую в себя в том числе:

а) оценку текущей загруженности ЛВС;

б) анализ сообщений протоколов GOOSE, Sampled Values и MMS на предмет потери или искажения пакетов;

в) анализ конфигурации информационной сети (анализ соответствия сети SCD-файлу);

г) контроль появления MAC-адресов в информационной сети для обеспечения информационной безопасности;

д) контроль появления не авторизованных сообщений в сети (белый шум);

е) выдача сигнализации о неисправностях и ошибках сети в АСУ ТП;

ж) блокировка портов коммутаторов (критерии блокировки определить при проектировании).

2.8. Расчет загруженности ЛВС с учетом выбранной топологии информационной сети и максимальной загрузки в режиме повышенной информационной нагрузки «шторм».

2.9. Отдельной спецификацией необходимо представить наименования сигналов в семантике серии стандартов МЭК 61850 и соответствующее им наименование из поля «Описание» (Description).

9. Особые условия.

Проектная организация предоставляет ПАО «Россети Московский регион» все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты

Оформление текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной документации, выполнить в соответствии с приказом Минрегиона России от 02.04.2009 №108 «Об утверждении правил выполнения и оформления текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной и рабочей документации».

Согласование документации осуществляется в системе «Архив ПСД» с заведением документации в электронном виде через личный кабинет Проектировщика.

Проектирование выполнить согласно требованиям Типового ЗП, (распоряжение №628р от 17.11.2017).

В соответствии с «Инструкцией по порядку согласования сметной документации по объектам строительства Общества», утвержденной приказом ПАО «Россети Московский регион» от 24.08.2020 №857, сметная документация, после получения положительного заключения экспертизы, подлежит проверке в департаменте ценового контроля ПАО «Россети Московский регион» (п.3.2, п.3.5.1).

10. Выделение этапов строительства.

Возможность подготовки проектной документации в отношении отдельных этапов строительства должна быть обоснована расчетами, подтверждающими технологическую возможность реализации принятых проектных решений при осуществлении строительства по этапам.

Проектная документация в отношении отдельного этапа строительства разрабатывается в объеме, необходимом для осуществления этого этапа строительства. Указанная документация должна отвечать требованиям к составу и содержанию разделов проектной документации, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87, для объектов капитального строительства.

Под этапом строительства понимается строительство одного из объектов капитального строительства, строительство которого планируется осуществить на одном земельном участке, если такой объект может быть введен в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных объектов капитального строительства на этом земельном участке, а также строительство части объекта капитального строительства, которая может быть введена в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных частей этого объекта капитального строительства.

При необходимости одновременной подачи на государственную экспертизу проектной документации по выделенным этапам строительства проектную документацию на каждый этап строительства сформировать отдельными

комплектами в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Выделение работ по демонтажу зданий, строений, сооружений и т.п. в отдельный этап строительства, который не содержит строительство (реконструкцию) объектов, подлежащих вводу в эксплуатацию на таком этапе строительства, запрещается.

11. Исходные данные для разработки проектной документации.

Перечень исходных данных, сроки их подготовки и передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком. Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Исходные данные, передаваемые Заказчиком Проектной организации:

- ТУ на ТП №И-23-00-624621/102 от 15.06.2023;
- Настоящее ЗП;
- Типовое ЗП (распоряжение №628р от 17.11.2017).

Исходные данные предоставляются по письменному запросу от Проектной организации.

12. Прочие сведения.

12.1. Документация, передаваемая проектной организацией заказчику.

Сформировать и передать заказчику комплекты документации в полном объеме, в том числе:

Проектная и рабочая документация, согласованная в установленном порядке (комплект с согласованиями) передается заказчику в следующем количестве:

- бумажная версия – по 2 экземпляра;
- электронная версия в формате *.pdf (цвет, с согласованиями, с разбивкой по томам, каждый том отдельным файлом) – 3 экземпляра на 3-х компакт дисках (в т.ч. 2 экз. – для торгово-закупочных процедур);
- электронная версия в системе AutoCAD (*.dwg) и текстовые документы в системе MS Office – 1 экземпляр.

Сметная документация передается заказчику в следующем количестве:

- бумажная версия – 2 экземпляра;
- электронная версия в формате *.pdf – 3 экземпляра на 3-х компакт дисках (в т.ч. 2 экз. – для торгово-закупочных процедур);
- электронная редактируемая версия сметной документации:
- в формате Smeta.ru (*.sob) – 1 экз.;
- в формате АРПС 1.10. (*.apr) – 1 экз.;
- в формате MS Office Excel – 1 экз.

Количество экземпляров передаваемой проектной организацией заказчику по договору должно соответствовать указанному в ЗП.

12.2. Разработка программы ПНР и комплексного опробования (индивидуальных испытаний) оборудования.

При необходимости, разработать отдельным томом программу ПНР. Объем и нормы испытаний электрооборудования и ПНР определить проектом в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», производителей

оборудования, ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Выполнить сметный расчет согласно требованиям МДС 81-40.2006 (Указания по применению федеральных единичных расценок на пусконаладочные работы) и ТСН-2001.5.

12.3. Авторский надзор.

Авторский надзор осуществлять на протяжении всего периода строительства и ввода объекта капитального строительства в эксплуатацию в соответствии с требованиями свода правил СП 246.1325800.2016 «Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений», утвержденных Приказом Минстроя России от 19.02.2016 №98/пр.

12.4. Требования по обеспечению защиты сведений, составляющих государственную тайну.

При получении инженерно-геодезических **изысканий**, выполненных на секретной геоподоснове, либо использование иных документов, содержащих секретные сведения, необходимо при выполнении работ обеспечить соблюдение требований законодательных и иных нормативных актов Российской Федерации по обеспечению защиты сведений, составляющих государственную тайну.

Обеспечить выполнение требований закона РФ от 21.07.1993 №5485-1 «О государственной тайне».

12.5. Согласование проекта.

Согласование документации с Московским РДУ выполняет ПАО «Россети Московский регион».

Согласование документации с остальными организациями, указанными в разделе 8, всеми землепользователями и другими заинтересованными организациями выполняет Проектная организация.

Не допускается передача проектной документации в ГАУ «Московская государственная экспертиза» (Мособлэкспертиза) до согласования ее с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ в полном объеме.

Срок действия настоящего ЗП составляет: 5 лет с момента утверждения.

**Опросный лист на оборудование системы мониторинга частичных
разрядов
по титулу «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»**

1. Объем поставки (оборудование должно быть аттестовано в ПАО «Россети»):

Комплект TOPAZ ЧР №1 в составе:

1. Шкаф напольный двухстороннего обслуживания (2200(В)-600(Ш)-600(Г)) -1шт
2. Сервер ЧР TOPAZ IEC DAS MX683 с СПО "TOPAZ ЧР -1шт
3. Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C -Pr -1шт
4. Контроллер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 (2GTx-4R) с СПО TOPAZ -1шт
5. Автоматический выключатель 1П С10АС -4шт
6. Автоматический выключатель 1П С16АС -2шт
7. Монитор 22" (16/9) -1шт
8. Клавиатура проводная -1шт
9. Мышь оптическая -1шт
10. Контроллер питания TOPAZ PSC 24V10A -2шт
11. Блок питания 240W 24V 10A -2шт
12. . Модуль АВР TOPAZ ASR 220V10A-2шт
13. Оптический кросс 16 ОВ SM -2шт
14. Коммутатор SW 516 8Tx-8Fxs-24-24 с СПО XML Cfg 516 -1шт
15. Блок вентиляторов -1шт.
16. Розетка с заземлением M1173 -2шт
17. Полка для клавиатуры TLK-KB1-BK (выдвижная 19" 1U) -1шт
18. Концевой выключатель на открытие двери шкафа -2шт
19. Датчик температуры TOPAZ PSC-DT -1шт
20. Клеммы WAGO 281-652, WAGO 281-654, WAGO 281-657 (3 клеммы) – 6 компл
21. Клеммы WAGO 280-830 (6 клемм) - 2компл
22. Дуплексный оптический патч-корд LC-LC 1м (SM) -4шт.
23. Программное обеспечение для передачи информации на ДП по протоколу МЭК61850-8-1 (МЭК60870-5-104) -1компл

Комплект TOPAZ ЧР №2 в составе:

1. Шкаф настенный одностороннего обслуживания с монтажной панелью, габариты 1000х600х300 (ВхШхГ) -1шт
2. Измерительный прибор TOPAZ ВЧ-6HF-1GTx-LV -1шт
3. Измерительный прибор TOPAZ ВЧ-6АС -1GTx-LV -1шт
4. Блок питания 240W 24V 10A -1шт
5. Розетка АВВ M1173 -1шт
6. Контроллер питания TOPAZ PSC 24V10A -1шт
7. Блок аккумуляторный TOPAZ AU-7Ah/24V -1шт
8. Коммутатор TOPAZ SW 506 4Tx-2Fxs с СПО XML Cfg 506 -1шт
9. Кросс оптический 8 ОВ SM -1шт
10. Автоматический выключатель 1П С6АС -1шт
11. Дуплексный оптический патч-корд LC-LC 0.5м (SM) -2шт
12. Клеммы WAGO 281-652, WAGO 281-654, WAGO 281-657 (3 клеммы) – 1компл.
13. Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C -Pr -1шт.
14. Концевой выключатель (датчик охраны шкафа) -1шт

15. Клеммы (3 клеммы) – 1 компл.
16. Программное обеспечение для передачи информации на ПС по протоколу МЭК61850-8-1 «ТОРАZ IEC Control ЧР/ПС» -1шт
17. Датчик регистрации высокочастотных импульсов ТОРАZ ВЧ-НФ-63шт.
18. Датчик акустический ТОРАZ ВЧ-АС-6шт.

Комплект ТОРАZ ЧР №3-4 в составе:

1. Шкаф настенный одностороннего обслуживания с монтажной панелью, габариты 1000х600х300 (ВхШхГ) -1шт
2. Измерительный прибор ТОРАZ ВЧ-ЗНФ-3АС -1ГТх-LV -1шт
3. Блок питания 240W 24V 10A -1шт
4. Розетка ABB M1173 -1шт
5. Контроллер питания ТОРАZ PSC 24V10A -1шт
6. Блок аккумуляторный ТОРАZ AU-7Ah/24V -1шт
7. Коммутатор ТОРАZ SW 506 4Тх-2FхS с СПО XML Cfg 506 -1шт
8. Кросс оптический 8 ОВ SM -1шт
9. Автоматический выключатель 1П С6АС -1шт
10. Дуплексный оптический патч-корд LC-LC 0.5м (SM) -2шт
11. Клеммы WAGO 281-652, WAGO 281-654, WAGO 281-657 (3 клеммы) – 1компл.
12. Модуль телесигнализации ТОРАZ TM DIN16C -Pr -1шт.
13. Концевой выключатель (датчик охраны шкафа) -1шт
14. Клеммы (3 клеммы) – 1 компл.
15. Программное обеспечение для передачи информации на ПС по протоколу МЭК61850-8-1 «ТОРАZ IEC Control ЧР/ПС» -1шт
16. Датчик регистрации высокочастотных импульсов ТОРАZ ВЧ-НФ-3шт.
17. Датчик акустический ТОРАZ ВЧ-АС-3шт.

2. Технические характеристики блоков:

Таблица 1 Технические характеристики измерительного прибора ВЧДТ

№	Технический параметр	Значение
1	Количество каналов регистрации ЧР	3,6
2	Рабочее напряжение контролируемых объектов	от 3 кВ и выше
3	Частотный диапазон (НФ) регистрируемых импульсов, МГц	0,1 ÷ 20,0
4	Интерфейс связи прибора	Ethernet
5	Напряжение питания, Вольт	15-30 В постоянного напряжения
6	Применение безвентиляторных технологий	да
7	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +60

Таблица 2 Технические характеристики измерительного прибора АкД

№	Технический параметр	Значение
1	Количество каналов регистрации	3,6
2	Рабочее напряжение контролируемых объектов	до 500 кВ
3	Частота импульсов разрядов, кГц	30 ÷ 300,0
4	Величина разрядов, пКл	20 ÷ 100000
5	Интерфейс связи прибора	Ethernet
6	Напряжение питания, Вольт	15-30 В постоянного напряжения
7	Применение безвентиляторных технологий	да
8	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +60

Таблица 3 Технические характеристики контроллера доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4

№	Технический параметр	Значение
1	Номинальное напряжения питания, В	24 (DC)
2	Рабочий диапазон питания, В	15-30 (DC)
3	Гальваническая изоляция, кВ	2,5
4	Средняя наработка на отказ, часов	140 000
5	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-5-104, МЭК 61850-8-1, МЭК 61850-9-2
6	Средний срок службы, лет	30
7	Количество портов Ethernet , шт.	2
8	Скорость передачи Ethernet, Мбит/с	10/100/1000
9	Количество портов Интерфейса RS-485 , шт.	4
10	Скорость передачи интерфейс RS-485, бит/с	115200
11	Память ОЗУ, МБ	512 (DDR3)
12	Память ПЗУ, ГБ	4 (eMMC)
13	Операционная система	Linux
14	Тип процессора	ARM Cortex-A8
15	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности встроенных часов, с/сут в рабочих условиях	± 1
16	Применение безвентиляторных технологий	да
17	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +70

Таблица 4 Технические характеристики блока питания

№	Технический параметр	Значение
1	Напряжение питания, Вольт	85...277 В переменного напряжения (45...65 Гц) 80...370 В постоянного напряжения
2	Выходное постоянное напряжение, В	24
3	Непрерывный выходной ток при U Номинал.	12 А (45°C), 7,5 А (70°C)
4	Номинальный выходной ток при Uном	10 А (60 °C)
5	Выходная мощность, Вт	240
6	Защита от обратного напряжения	да
7	Защита от короткого замыкания	да
8	Применение безвентиляторных технологий	да
9	Испытание на устойчивость к помехам по	EN 55024, EN 55022, IEC61000-3-2,-3, IEC61000-4-2,-3,-4,-5,-6,-8,-11
10	Срок службы	не менее 30 лет
11	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +70

Таблица 5 Технические характеристики контроллера питания TOPAZ PSC

№	Технический параметр	Значение
1	Количество каналов входного напряжения	3
2	Диапазон входных постоянных напряжений, В	15...30
3	Количество каналов выходного напряжения	2
4	Выходное постоянное напряжение, В	24
5	Максимальный суммарный ток нагрузки, А	10
6	Скорость обмена данными по интерфейсу RS-485, бит/с	38400; 57600; 115200
7	Протокол обмена по интерфейсу RS-485	МЭК 60870-5-101, Modbus RTU
8	Применение безвентиляторных технологий	да
9	Срок службы	не менее 30 лет
10	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +70

Таблица 6 Технические характеристики коммутатора Коммутатор TOPAZ SW 516

№	Технический параметр	Значение
1	Номинальное напряжения питания, В	24 (DC)
2	Рабочий диапазон питания, В	12-60 (DC)
3	Гальваническая изоляция, кВ	2,5
4	Средняя наработка на отказ, часов	140 000
5	Средний срок службы, лет	30
6	Протоколы передачи данных	Ethernet/IP; IEC 61850-8-1; IEC 61850-9-2; IEC 60870-5-104; Modbus/TCP
7	Протоколы синхронизации времени	SNTP; NTP Server/Client; IEEE 1588v2 (PTP v2)
8	Протоколы резервирования	STP/RSTP; MSTP; PRP; HSR; Static Port Trunk
9	Количество портов Ethernet	8
10	Скорость передачи Ethernet	10/100 Мбит/с
11	Количество оптических портов	8
12	Скорость передачи оптических портов	10/100 Мбит/с
13	Сечение оптического волокна	9/125 мкм
14	Длина волны, нм	1310
15	Чувствительность приемника, дБм	до -32
16	Применение безвентиляторных технологий	да
17	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +70

Таблица 7 Технические характеристики датчика температуры TOPAZ PSC-DT

№	Технический параметр	Значение
1	Длина кабельной линии, не более, м	2
2	Протокол передачи	1-Wire
3	Диапазон измерений, оС	от -40 до +80

4	Пределы допускаемой основной погрешности, оС	0,5
5	Напряжение питания, В	$5 \pm 10\%$
6	Ток потребления, мА	10
7	Масса, кг	0,05
8	Габаритные размеры, мм:	120x50x45

Таблица 8 Технические характеристики модуля аналогового ввода TOPAZ TM DIN16C-Pr

№	Технический параметр	Значение
1	Номинальное напряжения питания, В	24 (DC)
2	Число каналов дискретного ввода	16
3	Напряжение на входе канала дискретного ввода, В	$5 \div 220$ (AC/DC)
4	Максимальное (кратковременное) напряжение на входе, В	350
5	Номинальное значение входного тока при $U = 24В$, мА	5
6	Входное сопротивление, кОм	$0,5 \div 220$
7	Диапазон значений входного тока, мА	$1 \div 10$
8	Точность фиксации телесигналов по времени, мс	1
9	Минимальная длительность импульса, мс	0,5
10	Пределы допускаемой погрешности счета импульсов, имп.	± 1
11	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-5-101 (slave); Modbus RTU/ASCII (slave)
12	Режим передачи	асинхронный последовательный двухсторонний полудуплексный
13	Скорость передачи	2400 – 115 200 бит/с
14	Применение безвентиляторных технологий	да
15	Диапазон рабочих температур, градусов	$-40 \div +70$

Таблица 9 Технические характеристики сервера ЧР

№	Технический параметр	Значение
1	Тип процессора	Intel core i7-8700T
2	Частота, ГГц	2,4
3	Chipset	Intel C246
4	BIOS	AMI
5	Порты USB	6 x USB 3.1
6	Оперативная память	16 Гбайт

7	Шина расширения	2 MiniPCIe + 2 корзины для накопителей 2,5"
8	Дополнительный жесткий диск	2 x SATA с поддержкой RAID 0, 1
9	Интерфейс	DVI-I, DVI-D, DisplayPort
10	Порты	4 (Gigabit Ethernet)
11	Последовательные порты	4 порта RS-232/422/485
12	Применение безвентиляторных технологий	да
13	Рабочее напряжение, В	от 6 до 36, пост. тока
14	Потребление тока, Вт	60
15	Рабочая температура, град. С	от -40 до +75
16	Рабочая влажность, %	от 5 до 95
17	Температура хранения, °С	от -40 до +80

Таблица 10 Технические характеристики модуля АВР TOPAZ ASR 220V10A

№	Технический параметр	Значение
1	Рабочий диапазон входного напряжения, В	195 ÷ 245 (AC/DC)
2	Количество каналов входного напряжения	4
3	Время переключения каналов питания, мс, не более	20
4	Номинальный ток, А	5,5
5	Пусковой ток (до 2 сек.), А	25
6	Максимальный ток нагрузки (до 5 мин.), А	10
7	Количество каналов выходного напряжения	1
8	Номинальное выходное напряжение, В	220
9	Погрешность измерения напряжения, В	0,1 Uном
10	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-5-101 (slave); Modbus RTU/ASCII (slave)
11	Скорость передачи	2400 – 115 200 бит/с
12	Применение безвентиляторных технологий	да
13	Срок службы	не менее 30 лет
14	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +70

Таблица 11 Технические характеристики коммутатора TOPAZ SW 506

№	Технический параметр	Значение
1	Номинальное напряжения питания, В	24 (DC)
2	Рабочий диапазон питания, В	12-60 (DC)
3	Гальваническая изоляция, кВ	2,5
4	Средняя наработка на отказ, часов	140 000
5	Средний срок службы, лет	30
6	Протоколы передачи данных	Ethernet/IP; IEC 61850-8-1; IEC 61850-9-2;
7	Количество портов Ethernet	4
8	Скорость передачи Ethernet	10/100 Мбит/с
9	Количество оптических портов	2
10	Скорость передачи оптических портов	10/100 Мбит/с
11	Сечение оптического волокна	9/125 мкм
12	Длина волны, нм	1310
13	Чувствительность приемника, дБм	до -32
14	Применение безвентиляторных технологий	да
15	Диапазон рабочих температур, градусов	-40 ÷ +70

Таблица 12 Технические характеристики датчика регистрации высокочастотных импульсов

№	Технический параметр	Значение
1	Рабочий диапазон, МГц	1-30
2	Степень защиты	IP65
3	Диапазон рабочих температур, градусов	-60 ÷ +70

Таблица 13 Технические характеристики датчика акустического

№	Технический параметр	Значение
1	Рабочий диапазон, кГц	50-300
2	Степень защиты	IP65
3	Диапазон рабочих температур, градусов	-60 ÷ +70