

Свидетельство № 0423-2017-7842342777-06 от 17.02.2017 г.

**«Реконструкция с заменой трансформаторов
ПС 110/10/6 кВ № 711 «Тополь»**

Заказчик: Северные электрические сети –
филиал ПАО «МОЭСК»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, сетях инженерно-технологического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 5.1. Система электроснабжения

Часть 6. Изоляция, защита от перенапряжений и заземление

(Разработчик ООО «Финпром-Инжиниринг»)

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Том 5.1.6

2017

Свидетельство № 0423-2017-7842342777-06 от 17.02.2017 г.

**«Реконструкция с заменой трансформаторов
ПС 110/10/6 кВ № 711 «Тополь»**Заказчик: Северные электрические сети –
филиал ПАО «МОЭСК»**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ****Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, сетях инженерно-
технологического обеспечения, перечень инженерно-технических
мероприятий, содержание технологических решений****Подраздел 5.1. Система электроснабжения****Часть 6. Изоляция, защита от перенапряжений и заземление****(Разработчик ООО «Финпром-Инжиниринг»)****ФПИ-109/08/15-ИОС1.6****Том 5.1.6**

Главный инженер проекта

Заместитель генерального
директора по проектированию

Б.С. Соболев

А.С. Клименко

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



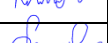



2017

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл

Содержание тома													2							
Обозначение						Наименование						Примечание								
ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-С						Содержание тома						Стр. 2								
ФПИ-109/08/15-СП						Состав проектной документации						Стр. 3								
						Текстовая часть:														
ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ГИП						Справка ГИПа						Стр. 7								
ФПИ-109/08/15- ИОС1.6-ПЗ						Пояснительная записка						Стр. 8								
						Графическая часть:														
ФПИ-109/08/15-ИОС1.6 л.1						План молниезащиты открытой части ПС														
ФПИ-109/08/15-ИОС1.6 л.2						План заземления открытой части ПС														
						Прилагаемые документы:														
Приложение А						Организационно-технические документы СРО						На 5 листах								
						№ 0423-2017-7842342777-06 от 17.02.2017 г.														
Приложение Б						Техническое задание ОАО «МОЭСК» ОАО						На 32 листах								
						«МОЭСК» № 153-13/ЧА-1363 от														
						11.07.2014 г.														
ФПИ-109/08/15-ГЭС						Схема главная электрическая														
						Всего в томе:						___ листов								
						ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-С														
Изм		Кол.		Лист		№ док		Подпись		Дата		Содержание тома			Стадия		Лист		Листов	
Разраб.				Кадырова						11.15					П				1	
Проверил				Андреев						11.15										
Нач.отд.				Клименко						11.15										
Н. контр.				Селиванова						11.15										
ГИП				Соболев						11.15										
																				

Состав проектной документации

Номер тома		Обозначение				Наименование				Примечание	
		Раздел 1.				Пояснительная записка					
1.1		ФПИ-109/08/15-ПЗ				Общая пояснительная записка					
1.2		ФПИ-109/08/15-ИГ				Инженерно-геодезические изыскания					
1.3		ФПИ-109/08/15-ИГИ				Инженерно-геологические изыскания					
1.4		ФПИ-109/08/15-РРК				Расчет электрических режимов и токов КЗ					
		Раздел 2.				Схема планировочной организации земельного участка					
2.1		ФПИ-109/08/15-ПЗУ				Схема планировочной организации земельного участка					
		Раздел 3.				Архитектурные решения					
3.1		ФПИ-109/08/15-АР				Архитектурные решения					
		Раздел 4.				Конструктивные и объемно-планировочные решения					
4.1		ФПИ-109/08/15-КР				Конструктивные и объемно-планировочные решения					
		Раздел 5.				Сведения об инженерном оборудовании, сетях инженерно-технологического обеспечения, перечень инженерно-технологических мероприятий, содержание технологических решений					
5.1						Система электроснабжения					
5.1.1		ФПИ-109/08/15-ИОС1.1				Электротехнические решения					
5.1.2		ФПИ-109/08/15-ИОС1.2				Релейная защита и автоматика					
5.1.3		ФПИ-109/08/15-ИОС1.3				Автоматизированная система управления технологическим процессом					
5.1.4		ФПИ-109/08/15-ИОС1.4				Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии					

<div>Изм. № подл.</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Взам. инв. №</div>	5.1.5	ФПИ-109/08/15-ИОС1.5	Противоаварийная автоматика	Аннули- рован
	5.1.6	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6	Изоляция, защита от перенапряжений и	
			заземление	
	5.1.7	ФПИ-109/08/15-ИОС1.7	Электромагнитная совместимость	
	5.5.1	ФПИ-109/08/15-ИОС5.1	Сети связи.	
	5.5.2	ФПИ-109/08/15-ИОС5.2	Сети связи. ВОК	
	5.5.3	ФПИ-109/08/15-ИОС5.3	Сети связи. Охранно-пожарная сигнализация	
	5.5.4	ФПИ-109/08/15-ИОС5.4	Внутреобъектовые сети связи	
	5.6	ФПИ-109/08/15-ИОС6.1	Организация эксплуатации. Охрана труда	
		Раздел 6.	Проект организации строительства	
		ФПИ-109/08/15-ПОС	Проект организации строительства	
		Раздел 7.	Проект организации работ по сносу или	
			демонтажу объектов капитального	
			строительства	
	7.1	ФПИ-109/08/15-ПОД	Проект организации работ по сносу или	
			демонтажу объектов капитального строительства	
		Раздел 8.	Перечень мероприятий по охране	
			окружающей среды	
	8.1	ФПИ-109/08/15-ООС	Мероприятия по охране окружающей среды	
	8.2	ФПИ-109/08/15-ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду	
		Раздел 9.	Мероприятия по обеспечению	
			пожарной безопасности	
	9.1	ФПИ-109/08/15-ПБ	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
		Раздел 10.	Мероприятия по обеспечению доступа	Не разрабатывается
			инвалидов	
		Раздел 11.	Смета на строительство	
			объектов капитального строительства	
	11.1	ФПИ-109/08/15-ССР	Локальные сметы. Сводный сметный расчет	
		Раздел 12.	Иная документация	
	12.1	ФПИ-109/08/15-ГОЧС	Перечень мероприятий по гражданской	
			обороне, мероприятий по предупреждению	
			чрезвычайных ситуаций природного и	
			техногенного характера	

12.2	ФПИ-109/08/15-БЭОКС	Требования к обеспечению безопасной	
		эксплуатации объектов капитального	
		строительства	
12.3	ФПИ-109/08/15-ЭЭ	Мероприятия по обеспечению соблюдения	
		требований энергетической эффективности	
		и требований оснащённости зданий и	
		сооружений приборами учёта используемых	
		энергетических ресурсов	
12.4	ФПИ-109/08/15-КД	Конкурсная документация	
12.5	ФПИ-109/08/15-РРК	Расчет электрических режимов и токов КЗ	

Инв. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв. №	
						ФПИ-109/08/15-СП		Лист
								3
Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата			

Справка главного инженера проекта

Проектная документация на строительство объекта разработана в соответствии с действующими строительными, технологическими и санитарными нормами и правилами, предусматривает мероприятия, обеспечивающие конструктивную надежность, взрывопожарную и пожарную безопасность объекта, защиту населения и устойчивость работы объекта в чрезвычайных ситуациях, защиту окружающей природной среды при его эксплуатации и отвечает требованиям закона «Об основах градостроительства в Российской Федерации».

Главный инженер проекта

Б.С. Соболев

«27» августа 2016 г.

Согласовано																
Взам. инв. №																
Подл. и дата																
Инв. № подл.							ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ГИП									
	Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	Справка главного инженера проекта						Стадия	Лист	Листов	
	Разраб.		Кадырова			12.17							П		1	
	Проверил		Андреев			12.17										
	Нач.отд.		Клименко			12.17										
	Н. контр.		Селиванова			12.17										
ГИП		Соболев			12.17											

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации по титулу «Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 «Тополь» являются следующие документы:

- Технологическое задание ОАО «МОЭСК» № 153-13/ЧА-1363 от 11.07.2014 г.;
- Договор подряда № 2142-ПИР от 31.07.2015 г. на выполнение проектно-изыскательских работ между ОАО «МОЭСК» и ООО «Финпром-Инжиниринг».

2. Основные сведения

2.1. Краткая характеристика объекта

Действующая ПС 110/10/6 кВ «Тополь» ПАО «МОЭСК» - филиала Северные электрические сети расположена по адресу: Московская область, г. Мытищи, ул. Силикатная, д. 8 и предназначена для электроснабжения производственных и бытовых потребителей г. Мытищи.

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ «Клязьма-Тополь с отпайкой на ПС Подлипки»;
- ВЛ 110 кВ «Новые Подлипки-Тополь».

В результате реконструкции ВЛ 110 кВ «Хвойная – Новые Подлипки I цепь» и ВЛ 110 кВ «Новые Подлипки – Тополь» образуется ВЛ 110 кВ «Хвойная – Тополь». В результате реконструкции ВЛ 110 кВ «Клязьма – Тополь с отп.» образуются ВЛ 110 кВ «Новые Подлипки – Тополь» и ВЛ 110 кВ «Новые Подлипки – Клязьма с отп.».

Таким образом, к моменту завершения реконструкции воздушных линий электропередачи ПС «Тополь» будет подключена к сети 110 кВ следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ «Хвойная-Тополь»;
- ВЛ 110 кВ «Новые Подлипки-Тополь».


В соответствии с текущим положением главная схема подстанции представляет собой:

– ОРУ-110 кВ, выполненное по схеме № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

– два силовых трехобмоточных трансформатора Т-1и Т-2 (ТДТН-40000/110/10/6 кВ);

– распределительное устройство 10 кВ закрытого типа (тип ячеек К-ХП), выполненное по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	Пояснительная записка		
Разраб.		Кадырова		<i>Кадырова</i>	12.17			
Проверил		Андреев		<i>Андреев</i>	12.17			
Нач.отд.		Клименко		<i>Клименко</i>	12.17			
Н. контр.		Селиванова		<i>Селиванова</i>	12.17			
ГИП		Соболев		<i>Соболев</i>	12.17			
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	14
								

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

– распределительное устройство 6 кВ закрытого типа (тип ячеек К-ХПМ), выполненное по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Оперативный ток = 220 В.

2.2. Климатические условия

Расчетные климатические параметры на подстанции выбраны в соответствии с требованиями нормативных документов (СНиП 23-01-99*) и главы 2.5 седьмой редакции ПУЭ.

Климатические условия в районе ПС «Тополь» следующие:

1. Максимальный скоростной напор ветра-400Па (при скорости ветра 25 м/с) в соответствии с п.2.5.41 главы 2.5 ПУЭ(7-е издание);
2. Скоростной напор ветра при гололеде 160 Па (при скорости ветра 16 м/с) в соответствии с п.2.5.43 главы 2.5 ПУЭ (7-е издание);
3. Район по гололеду – II;
4. Среднегодовая продолжительность гроз: 40 часов;
5. Загрязнение атмосферы: по влиянию на изоляцию – II СЗ.

2.3. Существующее положение и сведения о принятых проектных решениях

Подстанция 110/10/6 кВ «Тополь» расположена в зоне, которая имеет 2 степень загрязнения.

Для защиты оборудования 110кВ от коммутационных перенапряжений предусмотрена установка ОПН у выводов ВН силовых трансформаторов.

Для защиты оборудования 10кВ от коммутационных перенапряжений предусмотрена установкой ОПН на выводы НН силовых трансформаторов и на шины КРУ 10кВ, а также у дугогасящих реакторов.

Защита от грозовых перенапряжений не требуется, так как линии кабельные.

Защита от феррорезонансных перенапряжений реализована применением антирезонансных трансформаторов напряжения.

Для защиты от импульсных перенапряжений в сети 0,4 кВ установлены ограничители перенапряжений на шинах распределительных шкафов переменного тока.

Система молниезащиты подстанции спроектирована в соответствии со следующими нормативными документами: Правила Устройства Электроустановок, издание 7 (далее ПУЭ), СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» и РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

Сопrotивление заземляющего устройства, выполняемого в соответствии с ПУЭ п.1.7.90 с соблюдением требований к сопротивлению, определяется при этом по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист 6	
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№						

переменного тока.
Система молниезащиты подстанции спроектирована в соответствии со следующими нормативными документами: Правила Устройства Электроустановок, издание 7 (далее ПУЭ), СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» и РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
Сопротивление заземляющего устройства, выполняемого в соответствии с ПУЭ п.1.7.90 с соблюдением требований к сопротивлению, определяется при этом по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания

на землю.

Согласно требованию ПУЭ п.1.7.89, п.1.7.90 сопротивление заземляющего устройства ПС в любое время года не должно превышать 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей, а напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ.

Заземляющее устройство ПС представляет собой замкнутый контур.

Для выравнивания потенциалов на подстанции применяется сетка заземлителей.

3. Технологические решения

3.1.Ограничители перенапряжений

В соответствии с пунктом 1 раздела «Изоляция, защита от перенапряжений и заземление» Задания на разработку проекта, для защиты от перенапряжений на ПС «Тополь» применяются взрывобезопасные необслуживаемые ОПН с полимерной (силиконовой) изоляцией на всех реконструируемых присоединениях 6, 10, 110 кВ.

Выбор ОПН продиктован нормативным документом «Требования ПАО «МОЭСК» к техническим характеристикам, конструкции, изоляции, комплектности поставки ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) 6-10-35-110-220 кВ».

Таблица 1. Технические характеристики ОПН-110/10/6 кВ.

Технические характеристики (наименование параметра)		Требования (значение параметра)				
Класс напряжения сети, кВ		6 кВ	6 кВ (усиленный)	10 кВ (усиленный)	110 кВ (нейтраль)	110 кВ
Номинальное напряжение ОПН (U _н), кВ		9	9	15(16)	54	96
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (U _{н.р}), кВ		7,2	7,2	12(12,8)	43	77
Токовая пропускная способность при импульсе тока большой длительности 2 мс (20 воздействий), А, не менее:		500	850	850	850	1000
Количество воздействий при импульсе большого тока 4/10 мкс с амплитудой 100 кА		2	2	2	2	2
с амплитудой тока 500 А		18,2	17,3	28,8 (30,7)	104	184
с амплитудой тока 1000 А		19,7	17,7	29,5(31,5)	106	189
с амплитудой тока 5000 А		24,0	20,3	33,8 (36,1)	122	217
с амплитудой тока 10000 А		26,2	21,6	36,0 (38,4)	130	230
с амплитудой тока 20000 А		30,7	24	40,0 (42,6)	144	256

Изм

Кол.

Лист

№до

Подпись

Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ

Лис

7

Энергия, поглощаемая при одном импульсе тока и приходящаяся на 1кВ Ун.р.	3.5	5.2	5,2	5,2	5.2
Максимальный взрывобезопасный ток КЗ, кА, не менее:	20	40 (65)	40 (65)	65	65

3.1.1. Выбор ОПН по $U_{нр}$

$U_{нр}$ – наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое длительно (в течение всего срока службы аппарата) может быть приложено к выводам ОПН.

110 кВ:

За $U_{нр}$ принимается наибольшее рабочее фазное напряжение сети $U_{фм} = 73$ кВ. $U_{нр}$ должно быть на 5% больше $U_{фм}$, т.е. $U_{нр} = 76,65$ кВ. Поскольку градация по напряжениям дискретна, подходящим для использования считаем ОПН с $U_{нр} = 77$ кВ.

110 кВ (нейтраль):

Для защиты разземляемых нейтралей трансформаторов 110 кВ от случайного появления напряжения рекомендуется устанавливать ОПН с $U_{нр}$, соответствующим максимальному фазному напряжению. Однако, обычно у трансформаторов с заземленной нейтралью изоляция нейтрали ослаблена. Поэтому имеет смысл уменьшить и защитный уровень ОПН для нейтрали. Для ОПН,

включаемых между нейтралью трансформатора и землей, $U_{н.р.} \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}}$, наибольшее рабочее фазное напряжение сети $U_m = 73$ кВ. $U_{нр} = 42.15$ кВ. Поскольку градация по напряжениям дискретна, подходящим для использования считаем ОПН с $U_{нр} = 43$ кВ.

6-10 кВ:

Сети с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостного тока на землю могут работать в режиме замыкания несколько часов. В этом случае на здоровых фазах может установиться временное перенапряжение U_T , равное линейному напряжению сети U_m . При этом ОПН не должен его ограничивать. Для ОПН, включенных между фазой и землей,

$$U_{н.р.} \geq U_T = U_m$$

Для сети 6 кВ $U_m = 7,2$ кВ, для 10 кВ $U_m = 12$ кВ.

3.1.2. Выбор ОПН по энергоемкости

Параметр, характеризующий энергоемкость ОПН, называют классом пропускной способности или классом разряда линии. Этот параметр определяет

Взам. инв. №		Подл. и дата		Инт. № подл.		ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ					Лист
											8
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата						

максимально гарантированное количество энергии, которое ОПН способен поглотить из сети при ограничении грозových и коммутационных перенапряжений без выхода из строя.

110 кВ:

Для сети 110 кВ выпускаются ОПН 2, 3 и 4 классов. Согласно «Требования ПАО «МОЭСК» к техническим характеристикам, конструкции и изоляции, комплектности поставки ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) 6-10-35-110-220 кВ» токовая пропускная способность при импульсе тока большой длительности 2 мс (20 воздействий), должна быть не менее 1000 А. Таким образом, подходящим для использования является ОПН 3-го класса разряда линии. Номинальный разрядный ток, 10 кА (согласно ГОСТ Р 52725-2007).

110 кВ (нейтраль):

Проверка на энергоемкость не производится. Согласно «Требования ПАО «МОЭСК» к техническим характеристикам, конструкции и изоляции, комплектности поставки ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) 6-10-35-110-220 кВ» токовая пропускная способность при импульсе тока большой длительности 2 мс (20 воздействий), должна быть не менее 850 А. Таким образом, подходящим для использования является ОПН 3-го класса разряда линии. Номинальный разрядный ток, 10 кА (согласно ГОСТ Р 52725-2007).

6-10 кВ (со стороны силового трансформатора):

Для сетей среднего напряжения выпускаются ОПН 1-го и 2-го классов пропускной способности. Согласно «Требования ПАО «МОЭСК» к техническим характеристикам, конструкции и изоляции, комплектности поставки ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) 6-10-35-110-220 кВ» токовая пропускная способность при импульсе тока большой длительности 2 мс (20 воздействий), должна быть не менее 850 А. Таким образом, подходящим для использования является ОПН 2-го класса разряда линии. Номинальный разрядный ток, 10 кА (согласно ГОСТ Р 52725-2007).

6 кВ (в цепи ДГР):

Согласно «Требования ПАО «МОЭСК» к техническим характеристикам, конструкции и изоляции, комплектности поставки ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) 6-10-35-110-220 кВ» токовая пропускная способность при импульсе тока большой длительности 2 мс (20 воздействий), должна быть не менее 500 А. Таким образом, подходящим для использования является ОПН 1-го класса разряда линии. Номинальный разрядный ток, 10 кА (согласно ГОСТ Р 52725-2007).

3.1.3. Проверка защитного уровня ОПН при грозových и коммутационных перенапряжениях

6-10 кВ:

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	9

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист
							10
Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		

$$U_{np} \geq \frac{U_T}{T}$$

Дальнейшая работоспособность ОПН зависит от быстродействия защит и времени срабатывания выключателя. Никаких неприятностей с ОПН не будет, если отключение происходит за $t = 1$ сек.

Из графика вольтвременной характеристики производителя $T = 1,43$ следовательно $U_{np} = \frac{102,2}{1,43} = 71,47$ кВ, что соответствует характеристике ОПН.

3.1.5. Проверка ОПН по величине тока срабатывания противовзрывного устройства

Ток срабатывания противовзрывного устройства ограничителя – это значение тока однофазного или трехфазного (большого из них) короткого замыкания, при котором не происходит взрывного разрушения крышки ограничителя или при ее повреждении разлет осколков ограничителя находится внутри нормируемой зоны.

При выборе ограничителей с токами срабатывания противозрывного устройства его значение должно быть на 15-20% больше значения тока к.з. в месте установки ограничителя.

Поскольку $I_{\kappa}^{(1)} = 33.389$ кА, то ток срабатывания противозрывного устройства должен составлять не менее 40.1 кА. Поскольку градация дискретна, подходящим для использования считаем ОПН с $I_{CP} = 65$ кА.

10 кВ (со стороны силового трансформатора):

Ток срабатывания противозрывного устройства выбирают не менее чем на 10% больше значения трехфазного $I_K^{(3)}$ тока короткого замыкания в месте установки ограничителя. $I_K^{(3)} = 38.617$ кА, следовательно, ток срабатывания противозрывного устройства должен составлять не менее 42.5 кА. Поскольку градация дискретна, подходящим для использования считаем ОПН с $I_{cp} = 65$ кА

6 кВ (со стороны силового трансформатора):

Ток срабатывания противозрывного устройства выбирают не менее чем на 10% больше значения трехфазного $I_K^{(3)}$ тока короткого замыкания в месте установки ограничителя. $I_K^{(3)} = 39.007$ кА, следовательно, ток срабатывания противозрывного устройства должен составлять не менее 43 кА. Поскольку градация дискретна, подходящим для использования считаем ОПН с $I_{CP} = 65$ кА

6 кВ (в цепи ДГР):

Ток срабатывания противозрывного устройства выбирают не менее чем на 10% больше значения трехфазного $I_K^{(3)}$ тока короткого замыкания в месте установки ограничителя. $I_K^{(3)} = 11.251$ кА, следовательно, ток срабатывания противозрывного устройства должен составлять не менее 12.4 кА. Поскольку градация дискретна, подходящим для использования считаем ОПН с $I_{ср} = 20$ кА.

3.1.6. Проверка ОПН по длине пути утечки внешней изоляции

Удельная длина пути утечки λ_H (по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению сети) внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ.

Таблица 3. Значение длины пути утечки

Степень загрязнения	λ_H , см/кВ (не менее), при номинальном напряжении кВ	
	до 35 включительно	110-750
1	3,30	2,80
2	4,10	3,50
3	5,30	4,40
4	7,20	5,50

Длина пути утечки изоляторов нормального исполнения для разных степеней загрязнения, определенная по формуле $L_H = \lambda_H \cdot U_{фм}$, где $U_{фм}$ -наибольшее фазное напряжение электроустановки. Величина $U_{фм}$ рассчитана как наибольшее рабочее фазное напряжение электроустановок по ГОСТ 1516.3, деленное на $\sqrt{3}$.

110 кВ:

$\lambda_H = 4,4$ см/кВ, наибольшее рабочее фазное напряжение (U), 126 кВ (по ГОСТ 721), степень загрязнения – 3.

$$L_H = 4.4 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 320.1 \text{ см}$$

Длина пути утечки должна составлять не менее 320.1 см.

110 кВ (нейтраль):

$\lambda_H = 4,4$ см/кВ, наибольшее фазное напряжение электроустановки, 73 кВ, степень загрязнения – 3.

$$L_H = 4.4 \cdot \frac{73}{\sqrt{3}} = 185.5 \text{ см}$$

Длина пути утечки должна составлять не менее 185.5 см.

6 кВ:

$\lambda_H = 5,3$ см/кВ, наибольшее рабочее фазное напряжение (U), 7.2 кВ (по ГОСТ

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист
								12

721) , степень загрязнения – 3.

$$L_H = 5.3 \frac{7.2}{\sqrt{3}} = 22.1 \text{ см}$$

Длина пути утечки должна составлять не менее 22.1 см.

10 кВ:

$\lambda_H = 5,3$ см/кВ, наибольшее рабочее фазное напряжение (U), 12 кВ (по ГОСТ 721) , степень загрязнения – 3.

$$L_H = 5.3 \frac{12}{\sqrt{3}} = 36.8 \text{ см}$$

Длина пути утечки должна составлять не менее 36.8 см.

3.1.7. Уровень выдерживаемых напряжений при грозовых перенапряжениях

Допустимый уровень $U_{\text{доп}}$ грозовых перенапряжений на изоляции определяется:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \left(U_{\text{пв}} - \frac{U_{\text{ном}}}{2} \right),$$

Где $U_{\text{пв}}$ - испытательное напряжение полной грозовой волной,

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение.

$$110 \text{ кВ: } U_{\text{доп}} = 1,1 \left(480 - \frac{110}{2} \right),$$

$$U_{\text{доп}} = 468 \text{ кВ}$$

3.1.8. Уровень выдерживаемых напряжений при коммутационных перенапряжениях

110 кВ: Для электрооборудования 110-500 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96 одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц ($U_{1\text{мин}}$).

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений для электрооборудования можно определить по формуле:

$$U_K = K_{\text{и}} \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1\text{мин}}$$

где: $K_{\text{и}} = 1,35$ — коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_K = 0,9$ — коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции.

Испытательное напряжение ($U_{1\text{мин}}$) для 110 кВ - 200

$$U_K = 1,35 \times 0,9 \times 1,41 \times U_{1\text{мин}} = 1,71 \times 200 = 342 \text{ кВ}$$

6-10 кВ: определяется уровнем испытательных напряжений, которое нормируется ГОСТ 1516.3-96.

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист 13
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		

Переход от испытательных напряжений к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений определяется исходя из одноминутного испытательного напряжения ($U_{1\text{МИН}}$), которое нормируется ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{\text{ВЫД}} = K_{\text{И}} \cdot K_{\text{К}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1\text{МИН}}$$

где: $K_{\text{И}} = 1,35$ — коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_{\text{К}} = 0,9$ — коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции.

Испытательное напряжение ($U_{1\text{МИН}}$) для 10 кВ - 35

$$U_{\text{ВЫД}} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,14 \text{ кВ}$$

Испытательное напряжение ($U_{1\text{МИН}}$) для 6 кВ - 25

$$U_{\text{ВЫД}} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 25 = 42,96 \text{ кВ}$$

3.2. Мероприятия по компенсации емкостных токов «на землю»

Согласно п. 1.2.16 ПУЭ изд.7 работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. В сетях напряжением 6-35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах дугогасящие аппараты применяются при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Мощность дугогасящих реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития в ближайшие 10 лет. При отсутствии данных о развитии сети мощность реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25%.

Согласно полученным от заказчика данным о подключаемой к ПС распределительной сети 10кВ, емкостной ток по замерам на 2010 г составляет 139А на секциях 1а, 1б и 169 А на секциях 2а, 2б.

Для однотипности выбираем к расчету наибольший ток на секциях.

С запасом на неравномерность 20%.

Для 10 кВ: $I_{\text{секц}} = 203 \text{ А}$

$$Q = I \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} = 203 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 1173 \text{ кВА}$$

С учетом развития сети:

$$Q = 1,25 \cdot I \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} = 1,25 \cdot 203 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 1465 \text{ кВА}$$

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист 14
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		

Выбираем комбинированный дугогасящий реактор мощностью не менее 1465 кВА для секций 10 кВ, который обеспечивает компенсацию заданных токов.

Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» проектом предусматривается замена существующих комплектов ДГК на каждой секции КРУ 10кВ.

При развитии сети 6 и 10 кВ, эксплуатирующая организация должна контролировать величину емкостного тока на землю и проводить измерения не реже 1 раза в 6 лет.

3.3. Рекомендуемые параметры основного оборудования

№ пп	Наименование оборудования	Основные технические данные	Рекомендуемые параметры	Количество
1	Ограничитель перенапряжения нелинейный	110 кВ	У _{нр} =77 кВ, ток взрывобезопасности 65 кА, удельная энергоемкость 5.2 кДж/кВ*У _{нр} , пропускная способность 850 А, УХЛ1	6 шт.
2	Ограничитель перенапряжения нелинейный (нейтраль)	110 кВ	У _{нр} =43, для нейтрали трансформатора, ток взрывобезопасности 65 кА, удельная энергоемкость 5.2 кДж/кВ*У _{нр} , пропускная способность 850 А, УХЛ1	2 шт.
3	Ограничитель перенапряжения нелинейный	10 кВ	У _{нр} =12 кВ, ток взрывобезопасности 65 кА, токовая пропускная способность 850 А, удельная энергоемкость 5.2 кДж/кВ*У _{нр} , УХЛ1	14 шт.
4	Ограничитель перенапряжения нелинейный	6 кВ	усиленный, 6 кВ, У _{нр} =7.2, ток взрывобезопасности 65 кА, токовая пропускная способность 850 А, удельная энергоемкость 5.2 кДж/кВ*У _{нр} , УХЛ1	6 шт.
5	Дугогасящий реактор	10 кВ	с плавным регулированием однофазный масляный 1600 кВА, У _н =11/√3 кВ, I _п =5-250 А, со встроенными ТТ 300/5 А, У1	2 шт.
6	Фильтр масляный заземляющий нулевой последователь- ности	10 кВ	1600А, У1, Z-0	2 шт.

3.4. Заземление

Устанавливаемое по данному титулу оборудование присоединяется к

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ					Лист
											15
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата						

Если $\delta_k(t)$ - глубина коррозии стального искусственного заземлителя или заземляющего проводника круглого сечения для требуемого срока службы электроустановки - (t), мм, то добавка к сечению по термической стойкости заземлителя по условиям коррозии составит:

$$S_{кор}(t) = \pi \delta_k(t) \left(\sqrt{\frac{4 S_{ТУ}}{\pi}} + \delta_k(t) \right)$$

Глубина коррозии рассчитывается по выражению $\delta_k(t)$ согласно коррозионной зоны по физико-химическим параметрам грунта.

Коррозионная зона – К4, Расчетная глубина коррозии через 30 лет – 0.8 мм.

$$S_{кор}(t) = 66,38 \text{ мм}^2$$

$$S_{полн} = 393 \text{ мм}^2$$

Выбираем стальную полосу прямоугольного сечения 50x8 мм или аналог.

$$\bullet \quad S = \frac{\pi d^2}{4} \rightarrow d = \sqrt{\frac{4S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 393}{3.14}} = 22,4 \text{ мм}$$

Выбираем стальной оцинкованный пруток диаметром $d = 24 \text{ мм}$

2. Рассчитаем сопротивление одного вертикального электрода длиной 10 м:

$$\Delta l = 10 \text{ м}, \quad \rho = 24,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$d = 20 \text{ мм} = 0,024 \text{ м} - \text{выбранный пруток (см. п. 2)}$$

$$t = 5,7 \text{ м} - \text{глубина заложения трубы}$$

$$\mu = 0,5 - \text{коэффициент использования заземлителей без учета влияния полосы связи при расстоянии между электродами 10 м (} a/l=1 \text{)}$$

$$R_{\text{вертик.}} = \frac{0,366 * \left(\lg \frac{2 * l}{d} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right)}{\frac{\Delta l}{\rho}} = \frac{0,366 * \left(\lg \frac{2 * 10}{0,024} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 * 5,7 + 10}{4 * 5,7 - 10} \right)}{\frac{10}{24,4}} = 7,82 \text{ Ом}$$

3. Рассчитаем сопротивление для горизонтально расположенных заземлителей:

$$l = 2200 \text{ м} - \text{длина полосы}$$

$$b = 50 \text{ см} = 0,50 \text{ м} - \text{ширина полосы}$$

$$t = 0,7 \text{ м} - \text{глубина заложения}$$

$$\mu_{\text{исп.гор.}} = 0,27 - \text{коэффициент использования соединительной полосы в контуре}$$

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист 17
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		

$\rho_{\text{грунта}-0,7} = 24,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление грунта

$$R_{\text{гор.}} = \frac{0,366 * \rho_{\text{грунта}-0,7}}{l} * \lg \frac{2 * l^2}{b * t} = \frac{0,366 * 24,4}{2200} * \lg \frac{2 * 1600^2}{0,50 * 0,7} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{гориз.}} = \frac{R_{\text{гор.}}}{\mu_{\text{исп.гор.}}} = 0,15 \text{ Ом}$$

4. Суммарное сопротивление заземляющего устройства на территории подстанции:

$$R_{\text{зу}} = \frac{1}{\frac{n * 0,5}{R_{\text{вертик.}}} + \frac{1}{R_{\text{гориз.}}}} = \frac{1}{\frac{0,5 * 20}{7,82} + \frac{1}{0,15}} = 0,126 \text{ Ом}$$

5. $U_{\text{зу}} = R_{\text{зу}} * I'_{110} = 0,126 * 12,1 = 1,53 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}$ – что отвечает требованиям ПУЭ.

План заземления ПС приведен на чертеже ФПИ-109/08/15-ИОС1.6 (л.3).

3.5. Молниезащита

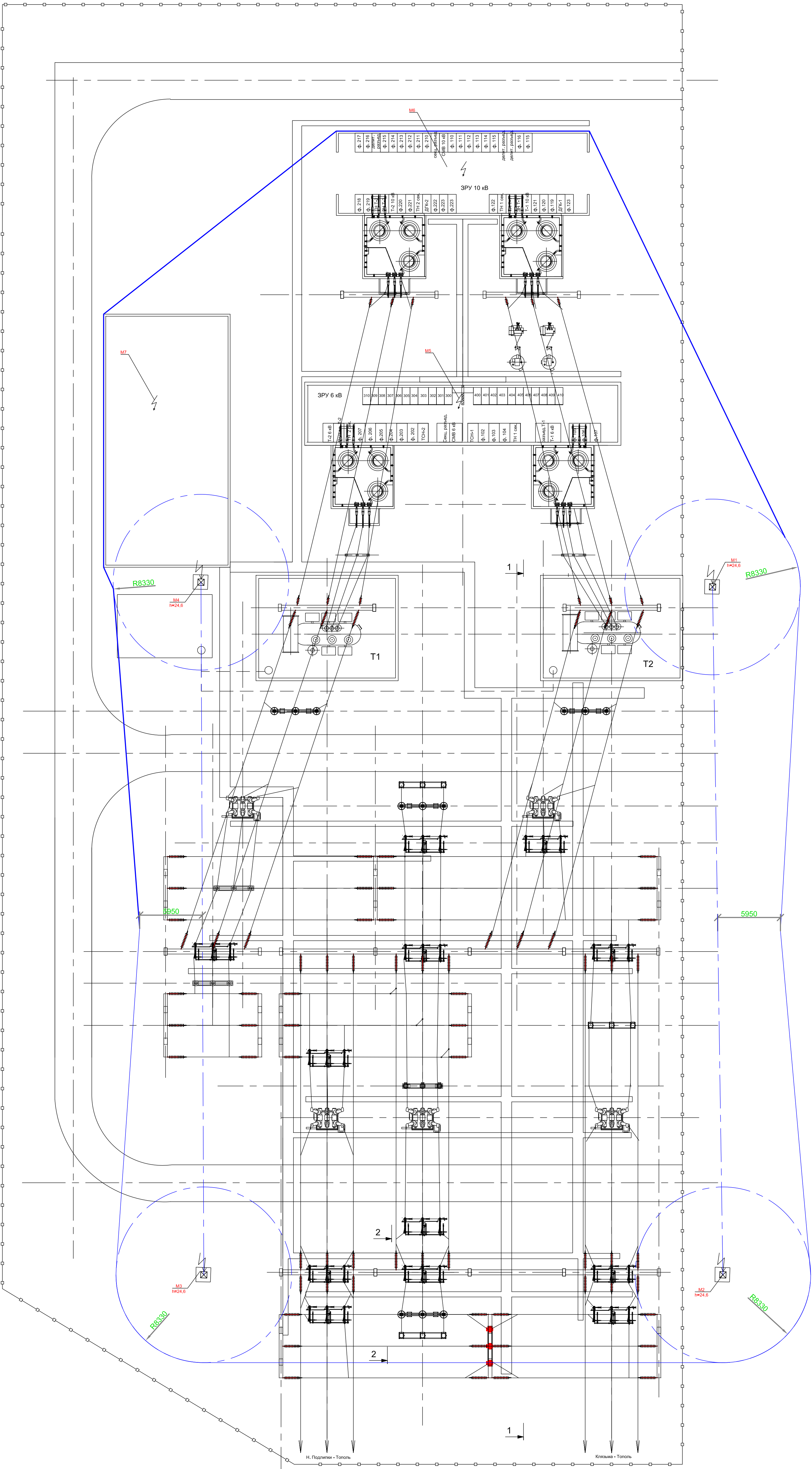
Молниезащита ПС «Тополь» осуществляется существующими молниеотводами М1, М2, М4 и проектируемым М3, а так же существующими молниеприемниками М5-М7 на крыше зданий ОПУ, КРУ-6 кВ, КРУ-10 кВ.

Проверка зоны защиты выполняется согласно СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87. План молниезащиты и проверочные расчеты приведены на чертеже ФПИ-109/08/15-ИОС1.6 (л.2).


Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6-ПЗ	Лист	
							18	
						Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№

Молниеотводы М1,М2,М4 существующие. М3- проектируемый. Проверка зоны защиты выполняется по СО 153-34.21.122-2003+РД 34.21.122-87. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода М1-М4: 1. СО 153-34.21.122-2003 Надежность защиты Рз=0,99: 1.1 для hх=11,35 м Молниеотводы М1-М4: h0=0,8*h; r0=0,8*h; gx=r0*(h0-hx)/h0. h=24,6 м h0=0,8*24,6=19,68 м r0=0,8*24,6=19,68 м gx=19,68(19,68 - 11,35)/19,68=8,33 м Зона защиты двойного стержневого молниеотвода для М1 и М2, М3 и М4: L=66 м L<Lc; hc=h0 Lmax=4,75*h hc=(116,85-66)/(116,85-55,35)=16,27 м gcx=19,68*(16,27-11,35)/16,27=5,95 м

Молниезащита сооружений на территории ПС осуществляется существующими молниеприемниками на крыше здания ПС, зданий КРУ 6 кВ и КРУ 10 кВ



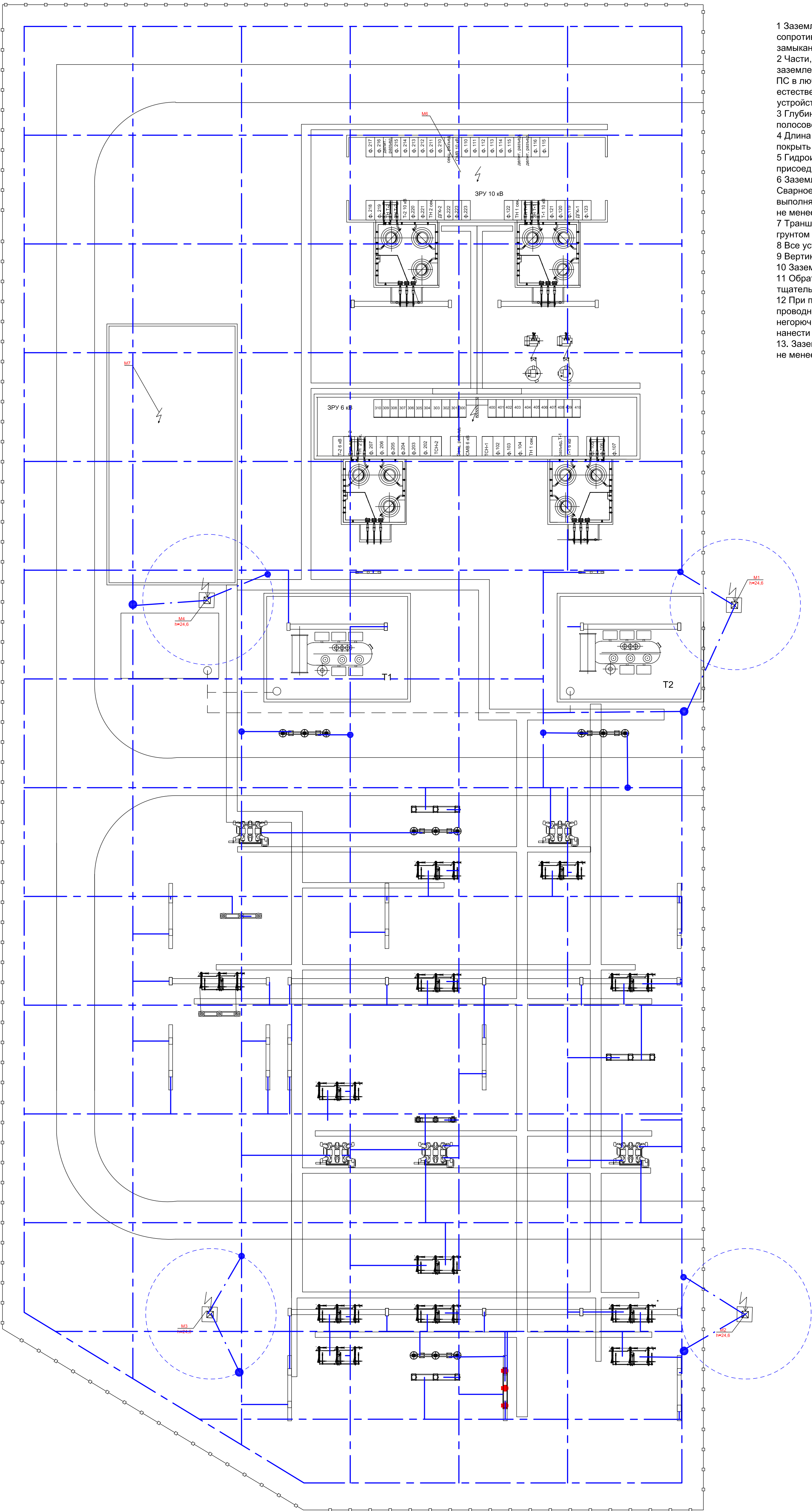
Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Сопоставлено

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.6			
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"			
Изм.	Копуч	Лист	Модок	Подп.	Дата	ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь" Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кадырова				08.16				
Проверил	Андреев				08.16			1	
Нач.отд.	Клименко				08.16				
Н.контр.	Селиванова				08.16	План молниезащиты открытой части подстанции			
ГИП	Соболев				08.16				

Спецификация оборудования и материалов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Приме- чение
1	ГОСТ 103-2006	Сталь полосовая горячекатаная	2200		м
		оцинкованная, 50x8 мм			
2	ГОСТ 2590-88	Сталь круглая оцинкованная			
		Ø24; L=3m шт.	12	7,90	

- 1 Заземляющее устройство спроектировано в соответствии с требованием к сопротивлению и напряжению на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю ПУЭ 1.7.88 и 89.
- 2 Части, подлежащие заземлению согласно ПУЭ, издание 7, присоединить к контуру заземления. Согласно ПУЭ п.1.7.89, п.1.7.90 сопротивление заземляющего устройства ПС в любое время года не должно превышать 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей, а напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ;
- 3 Глубина прокладки заземлителей - 0,7 м. Горизонтальные заземлители из полосовой стали следует укладывать на дно траншеи на ребро.
- 4 Длина сварного шва не менее чем три ширины полосы. После удаления окалины покрыть шов 2 слоями битумного лака.
- 5 Гидроизолировать заземляющий проводник от отметки - 400 мм до места присоединения к оборудованию.
- 6 Заземляющие проводники подсоединить к оборудованию при помощи сварки. Сварное соединение каждого заземляющего проводника с оборудованием должно выполняться не менее чем двумя сварными швами (с двух сторон проводника) длиной не менее 50 мм.
- 7 Траншеи с уложенными в них заземлителями должны засыпаться однородным грунтом и плотно утрамбовываться.
- 8 Все устанавливаемое оборудование присоединить к заземляющему контуру.
- 9 Вертикальные электроды установить в радиусе 5 м от молниевывода.
- 10 Заземлители прокладывать на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов.
- 11 Обратную засыпку выполнять естественным грунтом, без строительного мусора, с тщательным уплотнением.
- 12 При проходе проводников через внешние стены зданий использовать стальной проводник проложенный в трубе. Трубу после прокладки проводника заделать негорючим составом. В месте выхода проводника заземления из здания на стене нанести знак "заземление".
13. Заземлени высовольтных аппаратов выполняется путем присоединения к ЗУ ПС не менее чем в двух местах.









Условные обозначения

----- проектируемый контур заземления

• вертикальный электрод L=3m

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Сотласовано

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6					
Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"					
Изм.	Копуч	Лист	Подок.	Подп.	Дата
Разраб.	Кадырова				08.16
Проверил	Андреев				08.16
Нач.отд.	Клименко				08.16
Н.контр.	Селиванова				08.16
ГИП	Соболев				08.16
ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь" Изоляция, защита от перенапряжений и заземление				Стадия	Лист
				П	2
План заземления открытой части подстанции					

Приложение А

Саморегулируемая организация,
основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации
АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
«Балтийское объединение проектировщиков»
190103, г. Санкт-Петербург, Рижский пр., д. 3, лит. Б, info@srobop.ru
Регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций
СРО-П-042-05112009

г. Санкт-Петербург «17» февраля 2017 г.

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на
безопасность объектов капитального строительства

№ 0423-2017-7842342777-06

Выдано члену саморегулируемой организации:
Обществу с ограниченной ответственностью «Финпром-Инжиниринг»,
ИНН 7842342777, ОГРН 5067847367396, адрес местонахождения: 199106, г. Санкт-Петербург, Средний пр.
В.О., д. 76/18, лит. А, пом. 1Н.

Основание выдачи Свидетельства: **Решение Совета Ассоциации саморегулируемая
организация «Балтийское объединение проектировщиков», протокол № 943-СА/П/17
от «17» февраля 2017 года.**

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему
Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Начало действия с «17» февраля 2017 г.

Свидетельство без приложения недействительно.

Свидетельство действительно без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного № 0423-2013-7842342777-05 от 16.01.2013 г.

Первый заместитель директора  Серов В.А.
(подпись) фамилия, инициалы

М.П. 003818

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

1

ПРИЛОЖЕНИЕ К СВИДЕТЕЛЬСТВУ

к Свидетельству о допуске к
определенному виду или видам работ,
которые оказывают влияние на безопасность
объектов капитального строительства
от «17» февраля 2017 г.
№ 0423-2017-7842342777-06

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства, объекты использования атомной энергии

и о допуске к которым член Ассоциации саморегулируемая организация «Балтийское объединение проектировщиков» Общество с ограниченной ответственностью «Финпром-Инжиниринг» имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1.	Нет

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает (составляет)

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)

и о допуске к которым член Ассоциации саморегулируемая организация «Балтийское объединение проектировщиков» Общество с ограниченной ответственностью «Финпром-Инжиниринг» имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1.	1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка: 1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка 1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта 1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	2. Работы по подготовке архитектурных решений
3.	3. Работы по подготовке конструктивных решений
4.	4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения 4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации 4.3. Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения* 4.4. Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем* 4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами 4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения

005495

Приложение стр. 1 из 4

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

2

5.	<p>5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:</p> <p>5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений</p> <p>5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений</p> <p>5.3. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений</p> <p>5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений</p> <p>5.5. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений</p> <p>5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем</p> <p>5.7. Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений</p>
6.	<p>6. Работы по подготовке технологических решений:</p> <p>6.1. Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов</p> <p>6.2. Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов</p> <p>6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов</p> <p>6.4. Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов</p> <p>6.5. Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов</p> <p>6.7. Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов</p> <p>6.9. Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов</p> <p>6.12. Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов</p>
7.	<p>7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации:</p> <p>7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне</p> <p>7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера</p> <p>7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов</p> <p>7.4. Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений</p> <p>7.5. Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты</p>
8.	8. Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации*
9.	9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	11. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	12. Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	<p>13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком),</p> <p><i>по договорам, стоимость которых по одному договору составляет до 300 000 000 (трехсот миллионов) рублей</i></p>

Общество с ограниченной ответственностью «Филпром-Инжиниринг»

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору составляет до 300 000 000 (Трехсот миллионов) рублей

Приложение стр. 2 из 4

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ К СВИДЕТЕЛЬСТВУ

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии)

и о допуске к которым член Ассоциации саморегулируемая организация «Балтийское объединение проектировщиков» Общество с ограниченной ответственностью «Финпром-Инжиниринг» имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1.	1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка: 1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка 1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта 1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	2. Работы по подготовке архитектурных решений
3.	3. Работы по подготовке конструктивных решений
4.	4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения 4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации 4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами 4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений 5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений 5.3. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений 5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений 5.5. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений 5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем 5.7. Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	6. Работы по подготовке технологических решений: 6.1. Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов 6.2. Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов 6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов 6.4. Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов 6.7. Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов 6.9. Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов 6.12. Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
7.	7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации: 7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне 7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

005496

Приложение стр. 3 из 4

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

4

	природного и техногенного характера
	7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
	7.4. Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
	7.5. Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты
8.	9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
9.	10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
10.	11. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
11.	12. Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
12.	13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком), по договорам, стоимость которых по одному договору составляет до 300 000 000 (трехсот миллионов) рублей

Общество с ограниченной ответственностью «Финпром-Инжиниринг»

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору составляет до 300 000 000 (Трехсот миллионов) рублей

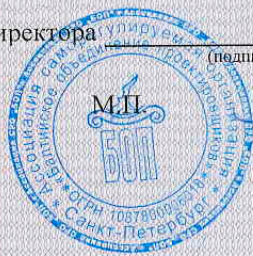
Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность уникальных объектов капитального строительства

и о допуске к которым член Ассоциации саморегулируемая организация «Балтийское объединение проектировщиков» Общество с ограниченной ответственностью «Финпром-Инжиниринг» имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1.	Нет

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает (составляет)

Первый заместитель директора



(подпись)

Серов В.А.
фамилия, инициалы

Приложение стр. 4 из 4

В настоящем приложении прошито и пронумеровано 2 (два) листа.
Первый заместитель директора Ассоциации СРО «БЮ»
В.А. Серов

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

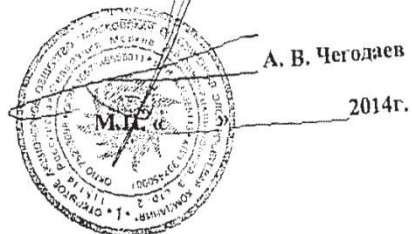
ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

Приложение Б

ФПИ-109/08/15-ОТР Приложение Б

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального
директора – Главный инженер
ОАО «МОЭСК»



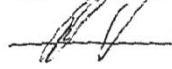
ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА

по титулу: «ПС 110/10/6 кВ № 711 Тополь»

М.О. г. Мытищи ул. Силикатная

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству
ОАО «МОЭСК»

 О.В. Иванов

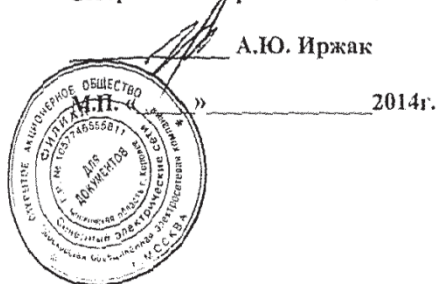
М.П. «_____» _____ 2014г.

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

М.П. «_____» _____ 2014г.

ГИП

Директор филиала ОАО «МОЭСК» -
Северные электрические сети



Москва 2014 г.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

1

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

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

Необходимый объем реконструкции подстанции и сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь, определить проектом и согласовать с ОАО «МОЭСК» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ (далее Московское РДУ).

Мероприятия по реконструкции сетей, в том числе замену выключателей 110кВ с недостаточной отключающей способностью, выполнить до ввода в работу нового оборудования.

По ПС

1. Общие требования:

- применяемое оборудование должно быть аттестовано в ОАО «Россети», соответствовать требованиям Технической политики ОАО «Россети», ОАО «МОЭСК», Российским стандартам и быть сертифицированными в установленном порядке;

2. Выключатели 6-10 кВ:

- привод выключателей 6-10 кВ должен быть пружинный;

- выключатели 6-10 кВ должны быть вакуумные;

- двигатель (электромагнит) заводки пружин должен быть запитан от СОПТ;

3. Силовые трансформаторы:

- установка трансформаторов должна быть с применением поворотных катков с ребордой.

- трансформатор должен быть оборудован:

- необслуживаемыми воздухоосушителями;

- автоматическими предохранительными клапанами;

- переключателем РПН с вакуумным контактором с межремонтным сроком службы не менее 500 000 переключений;

- приводом РПН на виброгасителях;

- пластинчатыми радиаторами системы охлаждения с оцинкованной поверхностью;

- уплотняющей резиной со сроком службы не менее 30 лет;

- газовым реле типа РГТ-80, ВР80 с двумя парами сигнальных и отключающих контактов;

- струйным реле РСТ-25, RS 2001 с двумя парами отключающих контактов;

- защитной гибкой плёнкой для защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом (для трансформаторов мощностью 63 МВА и выше);

- высоковольтными вводами с RIP изоляцией, взаимозаменяемыми с вводами производства ООО «МАССА» (Изолятор);

- фланцевыми соединениями с проточкой под кольцевую уплотняющую резину;

- болтовым соединением нижнего разъёма бака;

- защитой двигателей обдува радиаторов охлаждения на автоматических выключателях по одному АВ на электродвигатель вентилятора.

4. Токоограничивающие реакторы:

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

		<p>перспективу 5 лет.</p> <p>Определить необходимые мероприятия по усилению прилегающих сетей 110 кВ и выше с учетом перспективного роста нагрузки и развития прилегающей сети с заменой ограничивающего оборудования на подстанциях.</p> <p>В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров электрической сети предусмотреть усиление соответствующих участков сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.</p> <p><u>Расчет токов КЗ на шинах 6,10 и 110 кВ ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь и в прилегающей сети 110 кВ и выше. Мероприятия ОТКЗ.</u></p> <p>В разделе провести проверку вновь устанавливаемого (реконструируемого) оборудования, уже установленного оборудования и оборудования прилегающей сети на соответствие его уровням ТКЗ, определить необходимость замены выключателей с недостаточной отключающей способностью и, при необходимости, предусмотреть перечень мероприятий ОТКЗ на объекте и в прилегающей сети, их технические характеристики, схемы, количество, параметры и настройки, места установки.</p> <p>Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания на ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь выполнить на основе «Схем и программ перспективного развития электроэнергетики Москвы и Московской области на соответствующий период», с учетом работы «Актуализация Схемы развития электрических сетей Московского региона напряжением 110 (35) кВ и выше ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» на период до 2020 года» (разработчик – ОАО «Институт «Энергосетьпроект») и с учетом работы «Схема развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» напряжением 110 (35) кВ и выше в г. Москве и Московской области на период до 2025 г.» (разработчик – ОАО «Институт «Энергосетьпроект»), утвержденной ОАО «МОЭСК» в 2013 году, и согласовать на стадии проектирования с ОАО «МОЭСК» и Московским РДУ.</p> <p><u>Раздел «Изоляция, защита от перенапряжений и заземление»</u></p> <p>1. Применить для защиты от перенапряжений взрывобезопасные необслуживаемые ОПН 110, 10, 6 кВ с полимерной (силиконовой) изоляцией.</p> <p>2. При реконструкции старой части секций ЗРУ-10 кВ выполнить замер емкостных токов замыкания на землю сети 10 кВ. С учетом полученных значений и перспективы развития сети определить необходимость замены оборудования компенсации емкостных токов (реактор заземляющий дугогасящий плунжерный однофазный масляный с автоматическим регулированием (РЗДПОМА), трансформатор подключения ДГР соответствующей мощности на каждой секции 10 кВ) на более мощное.</p>
--	--	--

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

– 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.

Раздел «Релейная защита»

Проектирование релейной защиты и автоматики и последующие строительно-монтажные и пусконаладочные работы по РЗА выполнить в соответствии с результатами предпроектного обследования объекта с учётом следующих нормативно-технических документов:

– «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем» (РД 153-34.035.648-01);

– Распоряжение ОАО «МОЭСК» № 203р от 20.03.2014 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики»;

– Распоряжение ОАО «МОЭСК» № 385р от 09.06.2014 года «Об утверждении требований к оформлению схем размещения защит».

Раздел «Противоаварийная и режимная автоматика»

1. Проект должен быть выполнен в соответствии с требованиями ПУЭ (раздел 3, глава 3.3), «Руководящими указаниями по противоаварийной автоматике энергосистем» (РД 34.35.113).

2. На основании согласованного департаментом электрических режимов раздела «Расчёт электрических режимов...» определить необходимость применения устройств противоаварийной и режимной автоматики на ПС Тополь и на объектах прилегающей сети, их вид, количество, тип, места установки, алгоритмы функционирования. Расчёты режимов должны быть выполнены в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» СО 153-34.20.576-2003 (РД 34.20.576) на максимумы и минимумы нагрузок, на год окончания реконструкции и в перспективной схеме. При построении расчетной схемы учесть требования по развитию и реконструкции энергосистемы в соответствии со «Схемой развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» напряжением 110 (35) кВ и выше в г. Москве и Московской области на период до 2025 г.» (разработчик – ОАО «Институт «Энергосетьпроект»).

3. Алгоритмы, логику работы, и проект согласовать с департаментом электрических режимов ОАО «МОЭСК», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ. Схемы размещения устройств, места размещения шкафов с

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

		<p>проектом и согласовать с департаментом электрических режимов ОАО «МОЭСК», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.</p> <p>12. Технические решения, обеспечивающие передачу информации между энергообъектами, на которых расположены устройства противоаварийной и режимной автоматики, согласовать с подразделениями СДТУ ОАО «МОЭСК».</p> <p>13. Устройства противоаварийной и режимной автоматики выполнить с использованием микропроцессорных терминалов.</p> <p>14. При установке устройств противоаварийной и режимной автоматики на ПС Тополь и на объектах прилегающей сети провести оценку ЭМС, где будет устанавливаться оборудование противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с требованиями «Методических указаний по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» (СО 34.35.311-2004) и «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (СО 153-34.21.122-2003).</p> <p>15. Предоставить на рассмотрение в департамент электрических режимов ОАО «МОЭСК» том, содержащий раздел «Противоаварийная и режимная автоматика», в электронном виде и на бумажном носителе.</p> <p><u>Раздел «Расчет токов КЗ на шинах ПС Тополь и в прилегающей сети. Мероприятия ОТКЗ».</u></p> <p>1. Проектом определить необходимость применения устройств ограничения токов короткого замыкания (ТКЗ) в прилегающей сети 110 кВ и выше ПС Тополь, их технические характеристики, схемы, количество и установки.</p> <p>2. Технические решения и места установки устройств ограничения ТКЗ согласовать с департаментом электрических режимов ОАО «МОЭСК», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ. Места размещения устройств ограничения ТКЗ на объектах согласовать с Северными электрическими сетями.</p> <p>3. Предоставить на рассмотрение в департамент электрических режимов ОАО «МОЭСК» том, содержащий раздел «Расчет токов КЗ на шинах ПС Тополь и в прилегающей сети. Мероприятия ОТКЗ», в электронном виде и на бумажном носителе.</p> <p><u>Раздел «Компенсация реактивной мощности»</u></p> <p>При определении комплекса технических мероприятий по компенсации реактивной мощности руководствоваться следующим документом:</p> <p>- Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» № 893 от 11.12.2006г. «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной</p>
--	--	--

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

5. В случае, если работы по данному титулу опережают сроки выполнения Программы ОТУ ОАО «МОЭСК», на ПС «Тополь» установить оборудование узла доступа технологической сети передачи данных ОАО «МОЭСК» в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора производства Cisco Systems, Inc. Обеспечить резервируемое присоединение проектируемых

Адреса опорных узлов сети сбора и передачи

		<p>технологической информации согласовать с управлениями АСТУ, СДТУ ОАО «МОЭСК» и Центральным узлом связи ОАО «МОЭСК» на этапе проектирования.</p> <p>15. Разработать технические решения по сохранению действующих каналов связи и согласовать их со службой СДТУ предприятия электрических сетей, управлением СДТУ ОАО «МОЭСК» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>16. Схему организации связи согласовать со службой СДТУ предприятия электрических сетей, управлением СДТУ ОАО «МОЭСК» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>17. Реконструировать структурированную кабельную сеть ПС «Тополь». Объем реконструкции СКС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ предприятия электрических сетей.</p> <p>18. Установить диспетчерский коммутатор на ПС «Тополь». Тип и комплектацию коммутационного оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ предприятия электрических сетей и управлением СДТУ ОАО «МОЭСК».</p> <p>19. Все интерфейсные окончания трибутарных модулей 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>20. На ПС «Тополь» обеспечить звукозапись диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования звукозаписи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ предприятия электрических сетей и управлением СДТУ ОАО «МОЭСК».</p> <p>21. Производственные помещения подстанции должны быть радиофицированы от местного радиотрансляционного узла.</p> <p>22. На ПС «Тополь» обеспечить связь оповещения с установкой громкоговорителей, включенных в радиотрансляционную и радиопоисковую сеть подстанции.</p> <p>23. 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 собственными источниками бесперебойного электропитания. Емкость аккумуляторных батарей собственных источников бесперебойного электропитания должна обеспечивать питание нагрузки в течение 6 часов.</p> <p>Устройства системы электропитания: выпрямители,</p>
--	--	--

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

13

преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) разместить в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении.

Схемы электропитания оборудования связи должны быть разработаны в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» № 11619тм-т1.

Схемы электропитания оборудования связи согласовать со службой СДТУ предприятия электрических сетей, управлением СДТУ ОАО «МОЭСК» и всеми заинтересованными организациями.

24. Помещения для размещения оборудования связи должны 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).

25. В смете и спецификации предусмотреть комплект ЗИП для ремонта станционного и линейного оборудования связи. Тип, количество и комплектацию ЗИП согласовать со службой СДТУ предприятия электрических сетей, управлением СДТУ ОАО «МОЭСК» и всеми заинтересованными организациями.

26. Исполнитель, при выполнении работ на оборудовании связи ОАО «МОЭСК» должен руководствоваться Регламентом по организации производства работ на оборудовании и линиях связи ОАО «МОЭСК» от 25.10.2010 г.

27. При сдаче в эксплуатацию каналов связи необходимо руководствоваться Стандартом организации ОАО «МОЭСК» от 16.03.2010 г. «Сооружения станционные и линейные волоконно-оптических линий передачи, законченные строительством. Порядок проведения измерений и составления паспортов технической документации».

28. Проект по связи выполнить в виде отдельного тома. Проект по связи должен быть согласован со службой СДТУ предприятия электрических сетей, управлением СДТУ ОАО «МОЭСК» и всеми заинтересованными организациями. Электронную копию проекта в формате pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в исходном формате представить в управление СДТУ исполнительного аппарата ОАО «МОЭСК».

По завершению реконструкции представить 5 экземпляров исполнительной документации Заказчику данного титула.

По автоматизированной системе телеконтроля и управления

1. Общие требования к АСУ ТП:

1.1. На ПС №711 «Тополь» провести предпроектное обследование (наличие и состояние существующих систем, возможность сбора телеинформации от основного

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

		<p>оборудования, и т.д.) с целью определения необходимости выполнения реконструкции (модернизации), установки системы АСУ ТП; решение согласовать с управлением ТМ исполнительного аппарата. При обследовании использовать «Руководящие указания по критериям оценки технического состояния аппаратуры телемеханики энергосистем» (РД 34.48.511-96 от 22 июля 1996г.). При реконструкции или модернизации следует руководствоваться требованиями главы 3.3 «Правил устройства электроустановок». Тип, состав оборудования и структурную схему АСУ ТП согласовать на этапе проектирования с управлением ТМ ОАО «МОЭСК». Оборудование АСУ ТП должно быть аттестовано в аккредитованном центре ОАО «Россети» и входить в перечень оборудования, допущенного к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Россети». На момент начала проектирования запросить в ОАО «МОЭСК» наличие смежных титулов и стадию их выполнения, при проектировании учесть ход работ по смежным титулам.</p> <p>1.2. Проектирование АСУ ТП ПС №711 «Тополь» вести в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009, РД 34.35.120-90, РД 153-34.1-35.127-2002.</p> <p>1.3. Реализовать АСУ ТП ПС на базе SCADA – системы. Схему функционирования программно-аппаратных средств центрального уровня АСУ ТП ПС выполнить на базе серверов/промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования.</p> <p>1.4. Применить резервируемую схему ЛВС АСУ ТП ПС в соответствии с рекомендациями МЭК 61850. Обеспечить автоматическую реконфигурацию коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети и сходимости до 250 мс.</p> <p>1.5. Интеграцию оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС осуществить по протоколам обмена рекомендованными МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850). Тип протоколов, интерфейс передачи данных, параметры настроек протоколов, перечни сигналов согласовать на этапе проектирования со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС и управлением ТМ ОАО «МОЭСК».</p> <p>1.6. Функциональные возможности АСУ ТП должны соответствовать СО 153-34.20.187-2003, СТО 56947007-29.240.10.028-2009, положению о технической политике ОАО «МОЭСК».</p> <p>1.7. Предусмотреть резервное управление первичным оборудованием при отказах АСУ ТП ПС, включая телеуправление.</p> <p>1.8. Прокладку цифровых кабельных связей выполнить в отдельных кабельных лотках, с протяжкой в негорючей ПВХ гофрированной трубе. Решения по размещению оборудования АСУ ТП нижнего и среднего уровней согласовать на этапе проектирования со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС.</p> <p>1.9. Технические средства АСУ ТП ПС должны</p>
--	--	---

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

		<p>соответствовать Технической политике ОАО «МОЭСК» (запросить в управлении телемеханики ОАО «МОЭСК» до начала проектирования), а также:</p> <p>1.9.1. По климатическим условиям эксплуатации – ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001;</p> <p>1.9.2. По защите от внешних воздействий (электромагнитных, радиопомех, окружающей среды) - СО 34.35.311-2004, МЭК 61000, ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005;</p> <p>1.9.3. По надежности - ГОСТ ИЕС 60870-4-2011 (классу R3 по безотказности, классу А по готовности, классу М4 по ремонтпригодности, классу RT4 по времени ремонта). Максимальное время простоя системы при внесении изменений и проверках работоспособности – не более 2 часов. Класс достоверности данных должен быть 12 (вероятность появления необнаруженных ошибок должно быть менее 10-10). Класс достоверности данных должен быть 12 (вероятность появления необнаруженных ошибок должно быть менее 10-10). Точность синхронизации должна обеспечивать класс TR3 (разрешающая способность должна быть менее 10 мс). Класс точности должен соответствовать А4 (общая погрешность должна быть не более 0,5%);</p> <p>1.9.4. Необходимо избегать полных отказов, отказ одного элемента в любом месте системы не должен вызывать критического отказа (т. е. отказа, который может причинить, вред людям или существенный материальный ущерб);</p> <p>1.9.5. Предусмотреть возможность расширения системы телемеханики.</p> <p>1.10. Обеспечить ЗИП, необходимый для эксплуатации АСУ ТП ПС в соответствии с требованиями показателей надежности, контрольно-измерительное оборудование для обслуживания оборудования АСУ ТП. Предусмотреть шкаф для хранения документации и ЗИП АСУ ТП. Состав ЗИП согласовать на этапе проектирования со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС в объеме не менее чем 10% каждого из типов применяемого оборудования (для ключевых типов оборудования не менее чем 1 единицу ЗИП) и материалов.</p> <p>1.11. Перечень и содержание экранных форм операторского интерфейса, состав отчетных документов согласовать на этапе проектирования согласовать со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС .</p> <p>1.12. Организовать обучение персонала филиала филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС по обслуживанию и эксплуатации АСУ ТП ПС.</p> <p>1.13. В случае реконструкции сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 110 кВ «Тополь», запросить отдельные ТУ на средства АСУ ТП и ТМ.</p> <p>1.14. Разработать программу комплексных испытаний системы АСУ ТП и согласовать её с Московским РДУ и ОАО «МОЭСК».</p> <p>1.15. По окончании работ выполнить комплексные</p>
--	--	---

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

информационных потоков (разрабатываемыми согласно раздела «по каналам связи» настоящего технологического задания).

3.3. Требования к обмену информацией.

3.3.1. В тракте телеизмерения должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5. В проекте предусмотреть клеммы для организации телеизмерений. Для всех клемм измерительных трансформаторов, используемых для телеизмерения, выполнить расчет по нагрузке. При превышении нагрузки выше допустимой, произвести замену измерительных трансформаторов.

3.3.2. Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени.

3.3.3. Для телеинформации, передаваемой непрерывно, цикл передачи не должен превышать 2 секунд. Для телеинформации, передаваемой по отклонению измеряемых величин, время передачи не должно превышать 2 секунд.

3.3.4. Время передачи телесигнализации не должно превышать 2 секунд.

3.3.5. Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

3.3.6. Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу Международной электротехнической комиссии (МЭК) IEC 60870-5-104. При этом должна быть обеспечена совместимость применяемых сервисов обмена данными с ЦППС «Smart-FEP» ОАО «СО ЕЭС» и FEP-процессором «PowerOn» ОАО «МОЭСК». При сопряжении с FEP-процессором «PowerOn» ОАО «МОЭСК» следует руководствоваться «Требованиями по информационному сопряжению и передаче телеинформации ОАО «МОЭСК», 2009г.» - получить в «МОЭСК». Технические условия на подключение к ЦППС «Smart-FEP» ОАО «СО ЕЭС» запросить в филиале ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ через ОАО «МОЭСК». Настройки протоколов передачи телеинформации согласовать с Московским РДУ и ОАО «МОЭСК».

3.3.7. Телеинформация с подстанции «Тополь» должна передаваться на узел доступа на ДП Северной операционной зоны филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС и ДП Московского РДУ напрямую без промежуточной обработки по двум независимым (основной и резервный) цифровым каналам связи по каждому направлению.

3.3.8. При передаче телеинформации в соответствии с протоколом IEC 60870-5-104 скорость обмена должна быть не менее 64 Кбит/с.

3.3.9. IP-адреса для связи АСУ ТП с верхними уровнями получить в управлении СДТУ и Центральном УС ОАО «МОЭСК».

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

		<p>Раздел «Учет электрической энергии»</p> <p>1. Требования к проектированию.</p> <p>1.1 Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС «Тополь» должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, требований НП «Совет рынка» (Приложение 11.1).</p> <p>До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнения к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС «Тополь».</p> <p>Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в филиал ОАО «МОЭСК» - «Энергоучёт».</p> <p>Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены на ПС «Тополь»:</p> <p>РУ-110 кВ - на всех реконструируемых линейных, трансформаторных присоединениях при замене измерительных трансформаторов;</p> <p>РУ-10 кВ - на всех вновь вводимых вводных и отходящих присоединениях;</p> <p>РУ-6 кВ - на всех реконструируемых присоединениях при замене измерительных трансформаторов;</p> <p>В качестве приборов учета для вновь вводимых присоединений использовать счетчики электроэнергии типа А1800, для реконструируемых присоединений рассмотреть возможность использования существующих счётчиков.</p> <p>В качестве УСПД для установки на ПС «Тополь» рекомендуются к использованию типа RTU-327L (RTU-327L-01), в качестве базовой системы автоматизированного учета электроэнергии - программно-технический комплекс АЛЬФА-Центр.</p> <p>Конкретные модификации счетчиков и УСПД согласовать с филиалом ОАО «МОЭСК» - «Энергоучёт».</p> <p>Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС «Тополь» должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом.</p> <p>Все средства измерений должны иметь сертификаты об утверждении типа средств измерений выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. Выполнение измерений должно осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками.</p> <p>Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями:</p> <p>-Единой системы конструкторской документации ЕСКД;</p> <p>-ГОСТ 34.201-89, 34.602-89, 34.601-90, 34.603-92 - Комплексы стандартов на автоматизированные системы;</p> <p>-ГОСТ 24.104-85, 24.701-86 - Система технической документации;</p>
--	--	--

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

21

1.6. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений.

1.7. Все компоненты ИК должны иметь возможность функционировать в существующем электромагнитном 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).

1.8. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений.

1.9. Необходимо обеспечить резервирование питания технических средств коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых на подстанции, или подключение к источнику бесперебойного питания.

2. Требования к монтажу (отразить в проектной документации).

2.1. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить специализированной организацией, отвечающей требованиям установленным законодательством Российской Федерации для выполнения данного вида работ, в соответствии с согласованной проектной документацией.

2.2. Производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем.

2.3. Вывести вторичные измерительные цепи тока и напряжения на специальные испытательные блоки, (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков и обеспечить возможность их пломбировки.

2.4. Счетчики должны устанавливаться на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию (ПУЭ, п.1.5.29.).

2.5. При проведении работ по установке измерительных комплексов на ПС «Тополь» вторичные измерительные цепи от трансформаторов тока и напряжения до счетчиков между панелями, шкафами, на территории ПС выполнять экранированным пятижильным кабелем; прокладку цепей напряжения 110 кВ и выше на территории ПС предусмотреть в бронеоболочке; допускается выполнять вторичные цепи напряжения 10 (6) кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета.

2.6. При наличии догрузочных резисторов в токовых цепях учета установить дополнительные обводные коробки испытательные типа КИ-10 (или аналогичные) или

Проект должен быть согласован в Северных электрических сетях и утвержден в ОАО «МОЭСК».

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

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

	<p>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, с указанием классов точности ТТ и ТН, номинального тока ТТ (вторичного), номинального напряжения ТН (вторичного), типа испытательной коробки. -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 -Расчеты допустимых нагрузок ТН для обоснования их работы в заявленном классе точности -Расчеты погрешности измерений показателей качества электрической энергии. <p>1.5. Разработать эксплуатационную документацию.</p> <p>1.6. Для повышения надежности системы контроля качества электроэнергии предусмотреть закупку запасного СИ показателей качества электрической энергии.</p> <p>2. Требования к монтажу</p> <p>2.1. Вторичные цепи измерительных трансформаторов вывести на специальные испытательные блоки (коробки), установленные в непосредственной близости от приборов контроля качества электрической энергии для выполнения работ по метрологическому обеспечению или замене прибора.</p> <p>2.2. Приборы контроля качества электрической энергии должны устанавливаться на панелях, щитах, имеющих жесткую конструкцию.</p> <p>2.3. Подключение приборов качества электроэнергии к измерительным трансформаторам напряжения производить отдельным кабелем.</p> <p>3. Требования к сдаче в эксплуатацию (отразить в проектной документации)</p> <p>3.1. По окончании работ передать в Северные электрические сети - филиал ОАО «МОЭСК» рабочую и эксплуатационную документацию на комплекс контроля качества электрической энергии и комплект документов на приборы контроля качества электроэнергии с отметками или свидетельствами о поверке.</p> <p>3.2. С целью подтверждения выполненных работ представить в Северные электрические сети протоколы измерений показателей качества электрической энергии, оформленные в соответствии с действующими стандартами с рабочих мест отдела (сектора) контроля качества электроэнергии филиала и по всем точкам контроля на ПС «Тополь».</p>
--	---

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

25

Для измерения величин активной и реактивной мощности в линиях и на вводах трансформаторов

установить измерительные приборы (ваттварметры) с красным цветом индикаторов, габаритами передней панели 120х120 мм, глубиной не более 70 мм, возможностью программирования коэффициента пересчёта с помощью кнопок управления на лицевой панели прибора, возможностью обмена информацией по интерфейсу RS485, наличием аналогового выхода 4-20 мА, поддерживающие протокол Modbus (RTU), возможностью работы при температуре от минус 40 °С до плюс 50 °С, универсальным питанием, потребляемой мощностью не более 5 В*А, отображающие на табло значения U_{ϕ} , U_L , I_{ϕ} , I_L , n , Q , P и $\cos\phi$, степенью защиты по передней панели не хуже IP66, гарантийным сроком эксплуатации не менее 5 лет, средним сроком службы не менее 25 лет, сроком наработки на отказ не менее 200000 ч., не имеющие отрицательного опыта эксплуатации на объектах ОАО «МОЭСК».

Раздел «По пожарной безопасности»

1. Содержание раздела проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнить согласно п. 41 Постановления Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

2. Горловины выхлопных труб вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов не должны быть направлены на рядом (ближе 30 м.) установленное оборудование и сооружения, а также на пути прохода персонала. В случае необходимости предусмотреть установку отбойных щитов.

3. Предусмотреть требования нормативных документов к маслосборнику, а именно «маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием».

Раздел «По инженерным обеспечивающим системам»

1. Обеспечить высококачественное архитектурно-планировочное (в том числе цветовое) решение планируемого ЗРУ-10кВ с учетом сложившейся окружающей застройки.

2. Предусмотреть высококачественную наружную и внутреннюю отделку в соответствии с архитектурными решениями и технологическими требованиями;

3. Использовать при строительстве здания ЗРУ-10кВ сэндвич панели по металлическому каркасу. Крыша здания скатная с жёстким покрытием, организованным

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

		согласно Приложению №1 и Приложению №2 к приказу №185.
2.3	Требования к проектной документации	<p>1. Проект реконструкции ПС должен быть разработан в соответствии с Градостроительным кодексом, Земельным кодексом, отраслевыми стандартами (СанПиН), Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. N 87, руководящими документами, ПУЭ и в соответствии с ТУ ОАО «ФСК ЕЭС» от 12.11.2012 б/н.</p> <p>2. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки проектно-сметной документации.</p> <p>3. По оборудованию и материалам, устанавливаемым на объектах смежных сторонних организаций, выполняются отдельный том проекта (для осмечивания и передачи на баланс).</p>
3. В составе проекта выполнить		
3.1.	Разделы проекта:	Разделы разработать в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. N 87).
3.1.1	Раздел «Пояснительная записка»	<p>Раздел 1 "Пояснительная записка" должен содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • задание на проектирование; • отчетная документация по результатам инженерных изысканий; • правоустанавливающие документы на объект капитального строительства - в случае подготовки проектной документации для проведения реконструкции или капитального ремонта объекта капитального строительства; • утвержденный и зарегистрированный в установленном порядке Акт выбора земельного участка для строительства (реконструкции) – (в случае необходимости); • утвержденный и зарегистрированный в установленном порядке градостроительный план земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства; • технические условия, предусмотренные частью 7 статьи 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации и иными нормативными правовыми актами, если функционирование проектируемого объекта капитального строительства невозможно без его подключения к сетям инженерно-технического обеспечения общего пользования (далее - технические условия); • акты (решения) собственника здания (сооружения, строения) о выведении из эксплуатации и ликвидации объекта капитального строительства - в случае необходимости сноса (демонтажа); • иные исходно-разрешительные документы, установленные законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, в том числе техническими и градостроительными регламентами;

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6

Лист

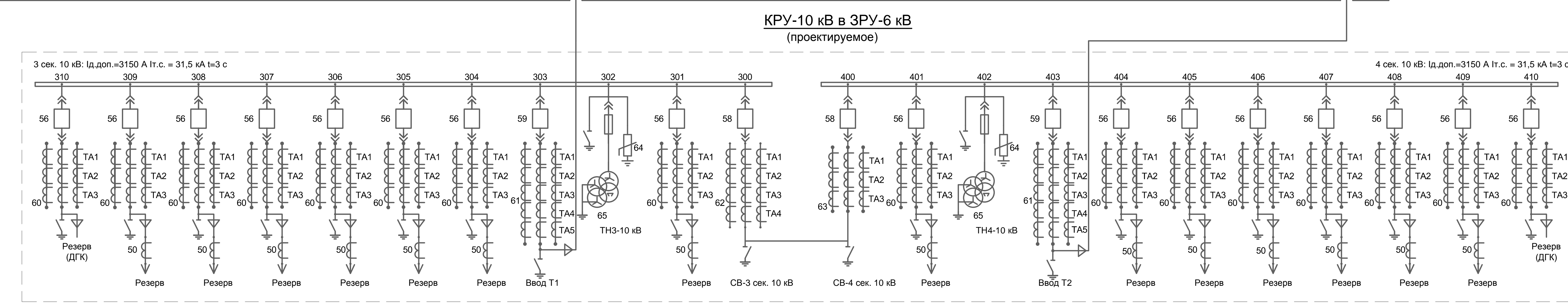
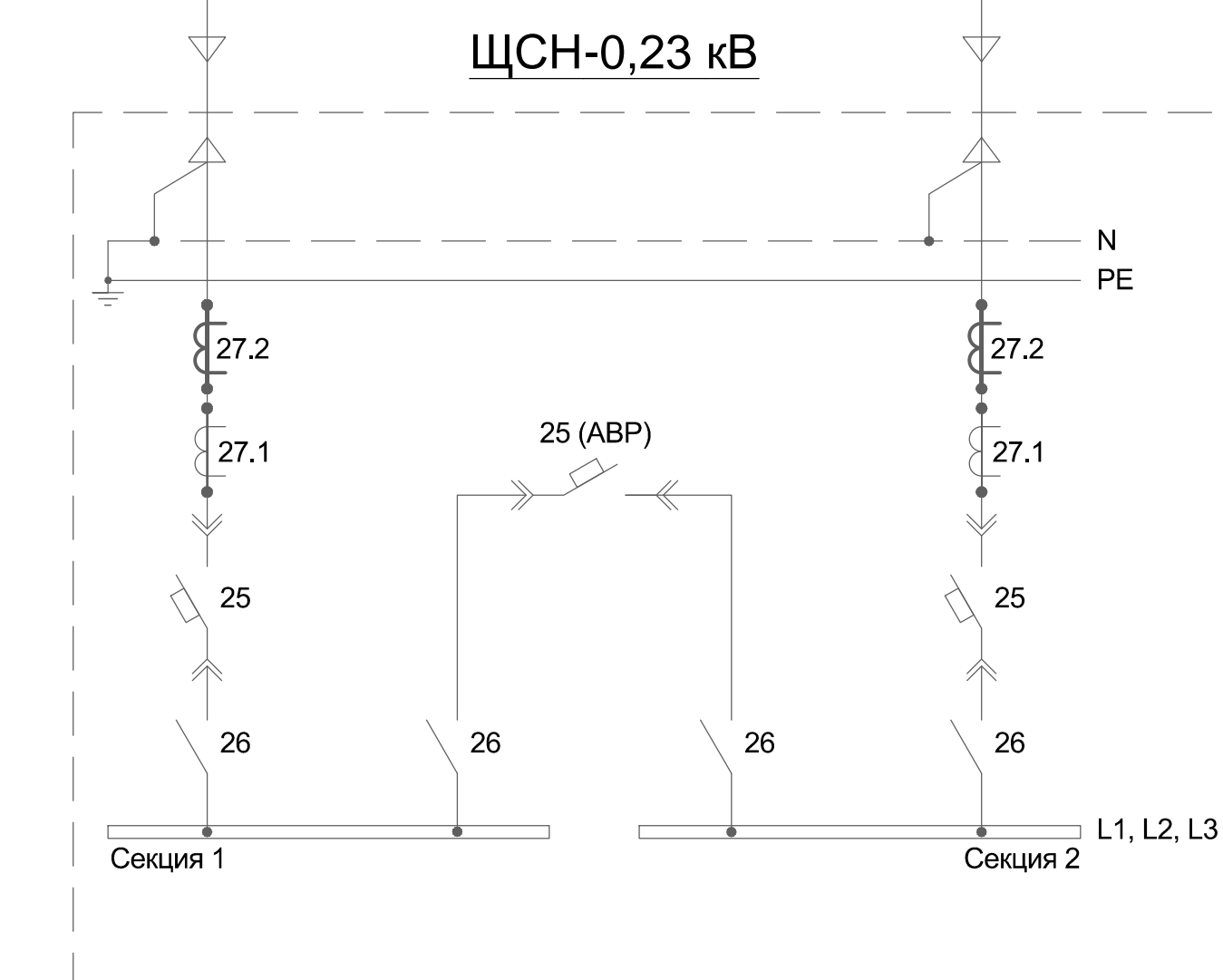
29

		<ul style="list-style-type: none"> • сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка, если такие размеры не установлены нормами отвода земель для конкретных видов деятельности, или правилами землепользования и застройки, или проектами планировки, межевания территории, - при необходимости изъятия земельного участка; • сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства; • сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, - в случае их изъятия во временное и (или) постоянное пользование. <p>Документы (копии документов, оформленные в установленном порядке), указанные в данном разделе, должны быть разработаны или получены проектной организацией в уполномоченных органах и приложены к пояснительной записке в полном объеме в качестве неотъемлемой ее части.</p>
3.1.2	Спецификация оборудования и материалов	Выполнить двумя подразделами: 1. "Спецификация оборудования". 2. "Спецификация материалов".
3.1.3	Требования к сметной документации	Сметную документацию выполнить согласно Методики определения стоимости строительства на территории Российской Федерации (МДС 81-35.2001) базисно-индексным методом в трех уровнях цен: в базисных ценах по состоянию на 1 января 2000 года, в ценах декабря 2010 года, в текущем уровне цен к моменту представления сметной документации с использованием следующих сметно-нормативных баз: - ТСНБ-2001 МО для объектов Московской области; Сметную документацию представить 4 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр в не редактируемом формате TIF, PDF 1 экземпляр в электронном виде (в формате Smeta.ru, или АРПС 1.10. *.arp (arps), или *.xml).
3.1.4.	Охрана окружающей среды	В соответствии с ФЗ РФ «Об охране окружающей среды» в редакции федерального закона от 14.03.2009г. №32-ФЗ и другими действующими нормативными документами предусмотреть мероприятия, исключающие вредное воздействие подстанции на окружающую среду. Разработать раздел «Охрана окружающей среды» в соответствии с действующими нормативными документами.
3.1.5.	Требования охраны труда	Разработать раздел в соответствии с действующими нормативными документами.
3.1.6.	Противопожарные мероприятия	В соответствии с вступившим в силу с 01.05.09г. техническим регламентом о требованиях по пожарной безопасности от 22.07.08г. №123-ФЗ и другими действующими нормативными документами. Разработать раздел в соответствии с действующими нормативными

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

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

ФПИ-109/08/15-ИОС1.6



35	Выполнить массовый преобразование 100, 000, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 12800, 25600, 51200, 102400, 204800, 409600, 819200, 1638400, 3276800, 6553600, 13107200, 26214400, 52428800, 104857600, 209715200, 419430400, 838860800, 1677721600, 3355443200, 6710886400, 13421772800, 26843545600, 53687091200, 107374182400, 214748364800, 429496729600, 858993459200, 1717986918400, 3435973836800, 6871947673600, 13743895347200, 27487790694400, 54975581388800, 109951162777600, 219902325555200, 439804651110400, 879609302220800, 1759218604441600, 3518437208883200, 7036874417766400, 14073748835532800, 28147497671065600, 56294995342131200, 112589990684262400, 225179981368524800, 450359962737049600, 900719925474099200, 1801439850948198400, 3602879701896396800, 7205759403792793600, 14411518807585587200, 28823037615171174400, 57646075230342348800, 115292150460684697600, 230584300921369395200, 461168601842738790400, 922337203685477580800, 1844674407370955161600, 3689348814741910323200, 7378697629483820646400, 14757395258967641292800, 29514790517935282585600, 59029581035870565171200, 118059162071741130342400, 236118324143482260684800, 472236648286964521369600, 944473296573929042739200, 1888946593147858085478400, 3777893186295716170956800, 7555786372591432341913600, 15111572745182864683827200, 30223145490365729367654400, 60446290980731458735308800, 120892581961462917470617600, 241785163922925834941235200, 483570327845851669882470400, 967140655691703339764940800, 1934281311383406679529881600, 3868562622766813359059763200, 7737125245533626718119526400, 15474250491067253436239052800, 30948500982134506872478105600, 61897001964269013744956211200, 123794003928538027489912422400, 247588007857076054979824844800, 495176015714152109959649689600, 990352031428304219919299379200, 1980704062856608439838598758400, 3961408125713216879677197516800, 7922816251426433759354395033600, 15845632502852867518708790067200, 31691265005705735037417580134400, 63382530011411470074835160268800, 126765060022822940149670320537600, 253530120045645880299340641075200, 507060240091291760598681282150400, 1014120480182583521197362564300800, 2028240960365167042394725128601600, 4056481920730334084789450257203200, 8112963841460668169578900514406400, 16225927682921336339157801028812800, 32451855365842672678315602057625600, 64903710731685345356631204115251200, 129807421463370690713262408230502400, 259614842926741381426524816461004800, 519229685853482762853049632922009600, 1038459371706965525706099265844019200, 2076918743413931051412198531688038400, 4153837486827862102824397063376076800, 8307674973655724205648794126752153600, 16615349947311448411297588253504307200, 33230699894622896822595176507008614400, 66461399789245793645190353014017228800, 132922799578491587290380706028034457600, 265845599156983174580761412056068915200, 531691198313966349161522824112137830400, 1063382396627932698323045648224275660800, 2126764793255865396646091296448551321600, 4253529586511730793292182592897102643200, 8507059173023461586584365185794205286400, 17014118346046923173168730371588410572800, 34028236692093846346337460743176821145600, 68056473384187692692674921486353642291200, 136112946768375385385349842972707284582400, 272225893536750770770699685945414569164800, 544451787073501541541399371890829138329600, 1088903574147003083082798743781658276659200, 2177807148294006166165597487563316553318400, 4355614296588012332331194975126633106636800, 8711228593176024664662389950253266213273600, 17422457186352049329324779900506532426547200, 34844914372704098658649559801013064853094400, 69689828745408197317299119602026129706188800, 139379657490816394634598239204052259412377600, 278759314981632789269196478408104518824755200, 557518629963265578538392956816209037649510400, 1115037259926531157076785913632418075299020800, 2230074519853062314153571827264836150598041600, 4460149039706124628307143654529672301196083200, 8920298079412249256614287309059344602392166400, 17840596158824498513228574618118689204784332800, 35681192317648997026457149236237378409568665600, 71362384635297994052914298472474756819137331200, 14272476927059598810582
----	--

317-6-60 (проектируемое)			
Спецификация проектируемого первичного оборудования (продолжение)			
Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
67	Реактор токоограничивающий РТСТ-6-3200-0,2 УХЛ1 6 кВ, 0,2 Ом, 3200А	2	

УТВЕРЖАЮ:

Первый заместитель генерального директора
Федерального агентства "ВОЗРОС"



Сотрудник:

Заместитель директора - главный инженер
Федерального агентства "Финансы ВОЗРОС"



Полный заместитель директора - главный диспетчер
Федерального ЦО ЭЭС Морского Флота

А.С. Куликин

10.06.2010



И.И. Кувалда

20.06.2010



17.06.2010

Г.С. Орлов



ФПИ-109/08/15-ГЭС

Решение с 1-м заместителем генерального
директора ЦО "110/0108 в № 711 Тополь"

ГЭС 110/0108 в № 711 "Тополь".
Электротехнические решения

	Статус	Лист	Всего
			1

Схема электротехническая принципиальная



[illegible]