

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 1. Пояснительная записка

Подраздел 1.1. Общая пояснительная записка

(Разработчик ООО «Финпром-Инжиниринг»)

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Том 1.1

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 1. Пояснительная записка

Подраздел 1.1. Общая пояснительная записка

(Разработчик ООО «Финпром-Инжиниринг»)

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Том 1.1

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		
Обозначение	Наименование	Примечание
ФПИ-109/08/15-ПЗ-С	Содержание тома	Стр. 2
ФПИ-109/08/15-С	Состав проектной документации	Стр. 3
	Текстовая часть:	
ФПИ-109/08/15-ПЗ.ТЧ	Пояснительная записка	Стр.6
	Прилагаемые документы:	
Приложение А	Организационно-технические документы СРО	На 5 листах
	№ 0423-2017-7842342777-06 от 17.02.2017 г.	
Приложение Б	Техническое задание ПАО «МОЭСК»	На 32 листах
	№ 153-13/ЧА-1363 от 11.07.2014 г.	
Приложение В	Протокол заседания технического комитета	На 5 листах
	ПАО «МОЭСК» № 769 от 28.07.2016 г.	
ФПИ-109/08/15-ГЭС	Схема электрическая принципиальная	На 1 листе
ФПИ-109/08/15-РЗА	Схема размещения зашит по ТТ и ТН	На 1 листе
	Всего в томе:	___ листов

[illegible]

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
	Раздел 1.	Пояснительная записка	
1.1	ФПИ-109/08/15-ПЗ	Общая пояснительная записка	
	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	
5.1.5	ФПИ-109/08/15-ИОС1.5	Противоаварийная автоматика	Аннулирован
5.1.6	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6	Изоляция, защита от перенапряжений и	

Взам. инв. №		5.1.4	ФПИ-109/08/15-ИОС1.4	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии							
Подл. и дата		5.1.5	ФПИ-109/08/15-ИОС1.5	Противоаварийная автоматика		Аннулирован					
		5.1.6	ФПИ-109/08/15-ИОС1.6	Изоляция, защита от перенапряжений и							
Инв. № подл.							ФПИ-109/08/15-СП				
		Изм	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Состав проектной документации	Стадия	Лист	Листов
		Разраб.		Кадырова			19.04.17		П	1	3
		Проверил		Андреев			19.04.17				
		Нач.отд.		Клименко			19.04.17				
Н. контр.		Селиванова			19.04.17						
		ГИП		Соболев			19.04.17				

		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	
6.1	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 инвалидов	Не разрабатывается
	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	

Инв. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв.№

Изм

Кол.

Лист

№до

Подпись

Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП

1

















Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП						Лист
															2
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата										

		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	

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации	9
2. Основные сведения	10
2.1. Характеристика земельного участка	10
2.2. Метрологические и климатические условия	11
2.3. Техничко-экономические показатели	12
2.4. Обоснование решений по инженерной подготовке территории	12
2.5. Организация рельефа вертикальной планировкой	12
2.6. Решения по благоустройству территории	13
2.7. Обоснование схем транспортных коммуникаций	13
2.8. Основные конструктивно-строительные решения.	13
2.8.1 Опоры под оборудование	13
2.8.2 Фундаменты под оборудование	15
2.8.3 Расчеты	15
2.8.4 Защита строительных конструкций от коррозии	15
2.9. Сведения о принятых проектных решениях	15
2.10. Сведения об использованных в проекте изобретениях	16
3. Технологические решения	17
3.1. Выбор основного оборудования и основные компоновочные решения	17
3.1.1 Проверка существующих выключателей 110 кВ	17
3.1.2 Выбор ОПН 110 кВ	18
3.1.3 Выбор разъединителей 110 кВ	19
3.1.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	20
3.1.5 Выбор гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ	20
3.1.6 Выбор токоограничивающего реактора на стороне 6 кВ	20
3.1.7 Расчет маслосборника	22
3.1.8 Мероприятия по компенсации емкостных токов «на землю»	22
3.1.9 Собственные нужды переменного тока	24
3.1.10 Система оперативного постоянного тока ПС	24
3.1.11 Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	25

Взам. инв.№		Подп. и дата		3.1.6 Выбор токоограничивающего реактора на стороне 6 кВ 20																																																													
				3.1.7 Расчет маслосборника..... 22																																																													
Инв. № подл.				3.1.8 Мероприятия по компенсации емкостных токов «на землю»..... 22																																																													
				3.1.9 Собственные нужды переменного тока 24																																																													
				3.1.10 Система оперативного постоянного тока ПС 24																																																													
				3.1.11 Изоляция, защита от перенапряжений и заземление 25																																																													
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="4" rowspan="2">ФПИ-109/08/15-ПЗ</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм</td><td>Кол.</td><td>Лист</td><td>№ до</td><td>Подпись</td><td>Дата</td><td colspan="4" rowspan="6">Пояснительная записка</td></tr><tr><td>Разраб.</td><td></td><td>Кадырова</td><td></td><td></td><td>12.17</td></tr><tr><td>Проверил</td><td></td><td>Андреев</td><td></td><td></td><td>12.17</td></tr><tr><td>Нач.отд.</td><td></td><td>Клименко</td><td></td><td></td><td>12.17</td></tr><tr><td>Н. контр.</td><td></td><td>Селиванова</td><td></td><td></td><td>12.17</td></tr><tr><td>ГИП</td><td></td><td>Соболев</td><td></td><td></td><td>12.17</td></tr></table>																ФПИ-109/08/15-ПЗ										Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	Пояснительная записка				Разраб.		Кадырова			12.17	Проверил		Андреев			12.17	Нач.отд.		Клименко			12.17	Н. контр.		Селиванова			12.17	ГИП		Соболев			12.17
						ФПИ-109/08/15-ПЗ																																																											
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	Пояснительная записка																																																											
Разраб.		Кадырова			12.17																																																												
Проверил		Андреев			12.17																																																												
Нач.отд.		Клименко			12.17																																																												
Н. контр.		Селиванова			12.17																																																												
ГИП		Соболев			12.17																																																												
						Стадия	Лист	Листов																																																									
						П	1	2																																																									
																																																																	

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

«19» апреля 2017 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №										
			ФПИ-109/08/15-ПЗ									
			Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата				
			Разраб.		Кадырова			12.17	Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
			Проверил		Андреев			12.17		П		1
			Нач.отд.		Клименко			12.17				
			Н. контр.		Селиванова			12.17				
			ГИП		Соболев			12.17				


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 ПАО «МОЭСК» № 153-13/ЧА-1363 от 11.07.2014 г.;
- Технические требования на комплексную реконструкцию ПС 110 кВ Тополь (№ 711) от 09.08.2016 № 58-09/824.;
- Инвестиционная программа ПАО «МОЭСК»;
- Результаты инженерно-геодезических изысканий;
- Результаты инженерно-геологических изысканий;
- Результаты инженерно-экологических изысканий;
- Натурное обследование объекта;
- Договор подряда № 2142-ПИР от 31.07.2015 г. на выполнение проектно-изыскательских работ между ПАО «МОЭСК» и ООО «Финпром-Инжиниринг».

При разработке проекта учтены требования следующих нормативных документов:

- Правила устройства электроустановок (7 издание, с исправлениями);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго РФ №229 от 19.03.2003;
- МДС 12-46.2008 «Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ»
- Постановление №87 от 16 февраля 2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений»;
- СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;
- СНиП 3.01.03-85 «Геодезические работы в строительстве»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- «Правил эксплуатации электроустановок потребителей»;
- СНиП III-02.01-87 «Земляные сооружения, основания фундаментов»;
- СНиП 12.03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12.04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- Правила противопожарного режима в РФ, утверждены постановлением

Взам. инв. №	Подп. и дата										
Инв. № подл.		ФПИ-109/08/15-ПЗ-ТЧ									
		Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата				
		Разраб.	Кадырова				12.17	Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
		Проверил	Андреев				12.17		П	1	42
		Нач.отд.	Клименко				12.17				
		Н. контр.	Селиванова				12.17				
ГИП	Соболев				12.17						

Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 года N 390

Право на проектирование подтверждается следующими документами: Свидетельство СРО на допуск к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства регистрационный номер в государственном реестре № 0423-2013-7842342777-05 от 16.01.2013 г.

2. Основные сведения

2.1. Характеристика земельного участка

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.

Площадь действующей подстанции в границах внешнего ограждения составляет 1,1185 га.

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»;

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

Оперативный ток = 220 В.

Согласно техническому отчету об инженерно-геологических изысканиях, в геологическом строении исследуемой территории изысканий до глубины 8,0 м принимают среднечетвертичные флювиогляциальные отложения

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	400000/1110/10/6 кВ);						
			– распределительное устройство 10 кВ закрытого типа (тип ячеек К-ХП), выполненное по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;						
			– распределительное устройство 6 кВ закрытого типа (тип ячеек К-ХПМ), выполненное по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».						
Оперативный ток = 220 В.									
Согласно техническому отчету об инженерно-геологических изысканиях, в геологическом строении исследуемой территории изысканий до глубины 8,0 м принимают среднечетвертичные флювиогляциальные отложения									
						ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП			Лист
									7
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата				

(*f,lgQIIms*), перекрытые с поверхности почвенно-растительным слоем (*solQIV*).

Геологическое строение участка представлено следующими генетическими типами отложений (сверху вниз):

Почвенно-растительный слой (solQIV) – вскрыт в скважинах №№17-18, с дневной поверхности.

Пролувиальные отложения (prQIII) – представлены: суглинками легкими, бурыми, тугопластичными.

Флювиогляциальные отложения (f,lgQIIms) – представлены: песками мелкими, темно-серыми, средней плотности, водонасыщенными; суглинками легкими, серыми, мягкопластичными; песками средними, темно-серыми, средней плотности, водонасыщенными.

На исследуемой территории водоносный горизонт вскрыт на глубинах 1,60-3,50 м. Абсолютные отметки появления воды варьируются в интервале 150,07-146,99 м. Водоносный горизонт напорный. Нижний водоупор не вскрыт.

В геоморфологическом отношении участок работ приурочен к Угорско-Шернинской остаточной холмистой моренной равнине.

Абсолютные отметки территории действующей подстанции в границах внешнего ограждения составляют 149,84-151,67 м.

2.2. Метрологические и 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. В соответствии с СП131.1330.2012 территория действующей подстанции относится к II-В строительно-климатическому району.

Зона влажности – нормальная.

Среднее за год число дней с переходом температуры воздуха через 0 °С – приблизительно 65.

Климат умеренно-континентальный.

Среднегодовая температура воздуха +4,1°С

Абсолютная максимальная +37°С

Абсолютная минимальная -42°С

Преобладающее направление ветра: за июнь-август – северо-западное; за декабрь-февраль – юго-западное.

Количество осадков: за апрель-октябрь 443 мм; за ноябрь-март 201 мм.

Нормативная глубина сезонного промерзания для инженерно-геологических условий площадки составляет: для суглинков и глин – 132 см; для песков средних и крупных – 172 см.

Район по гололеду – II.

Среднегодовая продолжительность гроз: 40 часов.

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	8

Загрязнение атмосферы: по влиянию на изоляцию – II СЗ.

Сейсмичность района работ – 5 баллов.

Территория действующей подстанции является спланированным участком, с расположенными на нем производственными зданиями и сооружениями, сетями инженерных коммуникаций, внутриплощадочными проездами. Внутренние проезды имеют асфальтобетонное покрытие.

Территория подстанции ограничена со всех сторон ж/б оградой.

2.3. Техничко-экономические показатели

Техничко-экономические показатели участков реконструкции в границах производства работ ПС 110/10/6 кВ «Тополь» приведены в таблице 1.

Таблица 1.

№ п.п.	Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
1	Площадь территории подстанции в границах внешнего ограждения	га	1,1185
2	Площадь участков реконструкции в границах производства работ	м ²	1014,569
3	Площадь покрытия щебнем фр.20 – 40, толщиной 0,2 м, по слою геотекстильного полотна «Дорнит»	м ² м ³	758,9 151,78

2.4. Обоснование решений по инженерной подготовке территории

Участки реконструкции в границах производства работ расположены на существующей спланированной территории действующей ПС 110/10/6 кВ «Тополь», с действующими зданиями и сооружениями, сетью инженерных коммуникаций, внутриплощадочными проездами.

Площади участков проектируемого оборудования незначительные, поэтому, согласно нормам технологического проектирования (СО 153-34.20.122-2009), проектом предусматривается сохранение поверхностного водоотведения ливневых и талых вод с максимальным сохранением существующих отметок земли.

2.5. Организация рельефа вертикальной планировкой

Перед началом строительно-монтажных работ на участках реконструкции в границах производства работ необходимо выполнить срезку верхнего слоя грунта на высоту 0,2 м. Избыток грунта вывозится по договору со специализированной организацией.

Вертикальная планировка участков реконструкции в границах

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

фундаменты производить с помощью установочных гаек. После установки и выверки опор рихтовочный зазор заполнить цементным раствором М300.

Фундаменты выполнены в монолитном варианте из бетона марки В20, W6, F100. Армированные сварными сетками и стержнями диаметром 12 и 16мм. Под фундаментами выполнить щебеночную подготовку состоящую из щебня фракции 20-40мм толщиной 200мм. Поверхность фундаментов, соприкасающуюся с грунтом обратной засыпки, обмазать горячей битумной мастикой за два раза по холодной битумной грунтовке.

На подстанции предусматривается открытая установка - двух силовых масляных трансформаторов ТДТН-63000/110-У1.

Для предотвращения растекания масла по территории подстанции в случае аварии устраивается маслоприемная чаша. Чаша выполнена из монолитного бетона кл. В15 по прочности, W6 по водонепроницаемости, F100 по морозостойкости. Бетон использовать с добавлением маслобензостойкой гидроизоляционной добавки, повышающей марку исходного бетона (W6) по водонепроницаемости после обработки на не менее 3 ступеней (W12). Армирование днища и стенок маслочки производится вязаными сетками и каркасами. Основание толщиной 200мм выполнено по слою балласта, состоящего из слоя песка толщиной 300мм и щебня 800мм, уплотненного тяжелыми катками. Оптимальная влажность песка при уплотнении 8-14%, Уплотняется грунт песчаной подушки до характеристик:

- объемный вес песка $\gamma = 1,65 \text{ т} / \text{м}^3$,
- угол внутреннего трения $\varphi = 38^\circ$
- модуль деформации $E = 300 \text{ кг/см}^2$
- коэффициенте пористости $e = 0.65$

Щебень уплотнить до характеристик $E > 450 \text{ кг/см}^2$. После уплотнения каждого слоя проверять качество выполненных работ. Приведенное значение модуля деформации и прочностные характеристики песка и щебня определять путем испытаний штампами или на срез.

Днище маслоприемника выполняется с уклоном, созданным цементным раствором, в сторону приемка для отвода масла. В соответствии с п.4.2.69 ПУЭ образуемая емкость маслоприемника рассчитана на прием масла трансформатора в случае аварии и отвода его в маслосборник. Для гашения пламени горящего масла при аварии трансформатора поверх защитной решетки приемка насыпается промытый и просеянный гравий, гранитный или непористый щебень другой породы крупностью 40-70мм. Толщина засыпки принимается 250мм.

Фундамент под трансформатор состоит из двух плит НСП-35.15А, укладываемых на подготовку из монолитного бетона класса В20 в

Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
										11

маслоприемной чаше.

2.8.2 Фундаменты под оборудование

1 Фундаменты выполнять из бетона кл В15, W6, F100. 2. Бетон использовать с добавлением маслостойкой гидроизоляционной добавки, повышающей марку исходного бетона (W6) по водонепроницаемости после обработки на не менее 3 ступеней (W12). Все работы по устройству фундаментов выполнить в теплое время года, исключая наличие мерзлых грунтов в основании фундаментов. При необходимости производства работ в зимнее время необходимо искусственное оттаивание грунта (разрабатывается в ППР). Также, до полного нагружения фундаментов, использовать мероприятия по предотвращению промерзания грунта ниже подошвы фундамента (см.ППР). Монтаж оборудования возможен только после достижения бетоном фундамента проектной прочности (через 28 суток твердения во влажной среде при $t=15^{\circ}\text{C}$).

2.8.3 Расчеты

Ввиду того, что несущая способность опор значительно больше массы устанавливаемого оборудования, а сами конструкции достаточно просты, их расчеты производились вероятностными методами без применения компьютерных программ.

2.8.4 Защита строительных конструкций от коррозии

Защита стальных элементов от коррозии должна выполняться на заводе изготовителе в виде горячей оцинковки. Толщина цинкового покрытия должна быть не менее 80мкм. В местах сварки поврежденное покрытие восстановить по методу ЦИНОЛ+АЛПОЛ.

Рабочая документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасности зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, государственными стандартами, нормами и правилами, действующими на дату выпуска проекта, и с соблюдением технических условий.

2.9. Сведения о принятых проектных решениях

Согласно заданию на проектирование в ходе реконструкции ПС предусматривается:

– реконструкция ОРУ-110 кВ по схеме № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», при

Взам. инв. №	Подп. и дата	регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасности зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, государственными стандартами, нормами и правилами, действующими на дату выпуска проекта, и с соблюдением технических условий.					
Инв. № подл.		2.9. Сведения о принятых проектных решениях					
		Согласно заданию на проектирование в ходе реконструкции ПС предусматривается: – реконструкция ОРУ-110 кВ по схеме № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», при					
						ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
							12
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата		

этом замена выключателей в цепях линий, секционного выключателя, а так же демонтаж выключателей и разъединителей в цепях трансформаторов не производится в связи с ранее выполненными работами по реконструкции ПС.

– замена существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 ТДТН-40000/110/10/6 кВ мощностью 40 МВ·А каждый на новые силовые трансформаторы мощностью 2х63 МВ·А напряжением 110/10/6 кВ, оснащенные устройствами РПН с перспективой увеличения мощности до 80 МВА;

– сооружение двух новых секций КРУ 10 кВ, рассчитанных на присоединение 14 ячеек, в существующем здании ЗРУ 6 кВ, реконструкция вводных и секционных ячеек КРУ 6 и 10 кВ.

Возможность размещения новых ячеек в существующем здании ЗРУ-6 кВ определена в ходе натурного обследования, согласована с Заказчиком и утверждена Протоколом ТК ПАО «МОЭСК» (Приложение В).

Объем и необходимость реконструкции оборудования подстанции определены в ходе проектирования, обусловлены заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на новые большей мощности и утверждены протоколом заседания Технического комитета ПАО «МОЭСК» № 769 от 28.07.2016 г. (см. Приложение В, п/п 2.3.1). Таким образом, замене подлежат:

– силовые трансформаторы Т-1, Т-2;
– разъединители 110 кВ, за исключением шинных разъединителей в в цепи Т-1, Т-2 (замененных ранее);

– трансформаторы напряжения (на четырехобмоточные);

– шинные мосты 6/10 кВ;

– системы молниезащиты, заземления и освещения ПС;

– токоограничивающие реакторы 6/10 кВ;

Установке подлежат:

– ячейки КРУ-10 кВ;

– дугогасящие реакторы 10 кВ;

– кабельные каналы.

В ходе проведения СМР трансформатор Т-2 выводится из работы с переводом нагрузок на Т-1. Фундаменты, маслоприемная чаша, маслоотводы Т-2 демонтируются, на освободившемся месте производится установка нового трансформатора Т-2 мощностью 63 МВА с фундаментами и маслохозяйством с дальнейшим переводом нагрузок на него и аналогичным алгоритмом демонтажа и установки трансформатора Т-1. Все новое силовое оборудование устанавливается взамен существующего с сохранением местоположения и заменой фундаментов. Существующее оборудование и фундаменты демонтируются.

2.10. Сведения об использованных в проекте изобретениях

Проект не содержит охраноспособных технических решений. В связи с этим проверка на патентную чистоту и патентоспособность не проводилась.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	нового трансформатора Т-2 мощностью 65 МВА с фундаментами и маслохозяйством с дальнейшим переводом нагрузок на него и аналогичным алгоритмом демонтажа и установки трансформатора Т-1. Все новое силовое оборудование устанавливается взамен существующего с сохранением местоположения и заменой фундаментов. Существующее оборудование и фундаменты демонтируются.					
			2.10. Сведения об использованных в проекте изобретениях					
			Проект не содержит охраноспособных технических решений. В связи с этим проверка на патентную чистоту и патентоспособность не проводилась.					
						ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП		Лист
								13
Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата			

3. Технологические решения

3.1. Выбор основного оборудования и основные компоновочные решения

Согласно ТЗ на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы типа ТДТН – 63000/110/10/6.

В соответствии с НТП, в строительных и электротехнических решениях предусматривается возможность установки в перспективе трансформаторов следующей ступени мощности 80 МВА с возможной длительной перегрузкой 130%.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа.

Согласно выводам, полученным при расчетах сети в томе ФПИ-109/08/15-РРК, токи КЗ на стороне 110 кВ на ПС Тополь составят КЗ – 29,129 кА; К1 – 27,655 кА, соответственно выключатели 110 кВ должны иметь номинальный ток отключения не менее 31,5 кА.

Номинальный ток на стороне 110 кВ с учетом замены силового трансформатора на 80 МВА составит:

$$I_{ном110} = \frac{80000 \cdot 1,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 522 \text{ А}$$

3.1.1 Проверка существующих выключателей 110 кВ

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ $I^{(1)}_{н0} = 24,9 \text{ кА}$;

– Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

Максимальный рабочий ток в цепи выключателя рассчитывается по мощности обмотки 110 кВ трансформатора 80 МВА, так-же сопоставляется с максимально возможным транзитным током 635 А (ФПИ-109/08/15-РРК):

$$I_{раб} = \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}};$$

$$I_{раб} = 522 \text{ А};$$

Номинальный ток для выключателя 110 кВ 3150 А.

$$I_{ном} = 3150 \text{ А} \geq 522 \text{ А}.$$

Ударный коэффициент $\kappa_{уд.} = 1 + e^{-0,01/0,06} = 2,181$; где $T_a = 0,06 \text{ с}$.

Ударный ток $i_{уд.} \geq \sqrt{2} \cdot 24,9 \cdot 2,181 = 76,8 \text{ кА}$;

– Проверка на электродинамическую стойкость:

Наибольший пик тока электродинамической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 102 кА.

$$i_{вкл.} = 102 \text{ кА} \geq 76,8 \text{ кА}.$$

– Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 4 с.

$$t_{откл.} \geq 3 \cdot T_{азк};$$

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП						14
			Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	

перенапряжений:

Проверку ОПН на соответствие расчетной кратности коммутационных перенапряжений имеет смысл проводить при выполнении распредустройств в сокращенных габаритах, например, для ЗРУ. В противном случае внешняя изоляция имеет значительные запасы по электрической прочности и, безусловно, выдержит воздействия перенапряжений, ограниченных ОПН, даже в случае превышения остающегося напряжения $U_{ост}$ ОПН над перенапряжением при $K_{н.р.} = 1,8$.

– Проверка ОПН по допустимым временным перенапряжениям:

Временно допустимые перенапряжения на ОПН – это возникающие в системе довольно длительные превышения над номинальным напряжения, как правило, промышленной частоты с гармониками или без них. Такие перенапряжения ОПН должен выдерживать без тепловых перегрузок. Временные перенапряжения могут возникать, например, на здоровых фазах при К.З. При обычном коэффициенте замыканий на землю $k = 1,4$ напряжение на здоровых фазах может составить $U_T = k U_{фм} = 1,4 \cdot 146 = 204,4$ кВ. При этом ОПН не должен ограничивать эти временные перенапряжения.

Таблица 3. Значения напряжения

$U_{ном}$, кВ	110	150	220	330	500	750
$U_{фм}$, кВ	73	100	146	210	303	455

Вывод: выбираем ОПН 110 кВ ОПН-П1-110/77/10/2 III УХЛ1, который удовлетворят всем параметрам.

3.1.3 Выбор разъединителей 110 кВ

В настоящее время на подстанции установлены разъединители типа РНДЗ-1-110/1000, РЛНД-2-110/1000.

– Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} \geq 522 \text{ А (см. расчет выбора выключателя)};$$

– Проверка на электродинамическую стойкость:

Наибольший пик тока электродинамической стойкости для разъединителя 110 кВ составляет 100 кА.

$$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА} \geq 76,8 \text{ кА, (см. расчет выбора выключателя)};$$

– Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для разъединителя 110 кВ составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$$t_{откл.} \geq 3 \cdot T_{азк};$$

$$t_{откл.} \leq t_{терм.норм.};$$

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

$$B_{\text{каталожы}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{красч}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 24,9^2 \cdot (0,36 + 0,06) = 260 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 260 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вывод: Существующие разъединители удовлетворяют рассчитанным параметрам, но подлежат замене как устаревшие.

3.1.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

– Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

– Выбор по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} \geq 574 \text{ А} \geq 522 \text{ А}.$$

– Проверка на стойкость при сквозных токах КЗ:

$$i_{\text{пр.скв.}} = 100 \text{ кА} \geq 76,8 \text{ кА}. \text{ (см. расчет выбора выключателя);}$$

– Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{красч}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 24,9^2 \cdot (0,36 + 0,06) = 260 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};, \quad \text{(см. расчет выбора выключателя).}$$

3.1.5 Выбор гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ

Максимальный расчетный ток в ячейках силовых трансформаторов - 402 А. Согласно ГОСТ 839-80 для провода АС 185/24 допустимый длительный ток, вне помещений, равен 520 А. Выбираем провод АС 185/24.

3.1.6 Выбор токоограничивающего реактора на стороне 6 кВ

Выбор токоограничивающих реакторов выполнен с перспективой увеличения мощности до 80 МВА.

Таблица 4. Параметры токоограничивающего реактора 6 кВ

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Формула	Значение
Исходные данные				
Номинальное напряжение сети	$U_{\text{ном}}$	кВ	задано	6
Максимальный длительный ток нагрузки	$I_{\text{р.мах}}$	А	задано	9542
Начальное значение неограниченного тока КЗ	$I_{\text{п.0}}$	кА	задано	26,85

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

Требуемое значение тока КЗ	$I_{\text{откл.}}$	кА	задано	12
Полное время отключения КЗ	$t_{\text{откл.}}$	с	задано	1
Результаты расчета				
Среднее напряжение сети	$U_{\text{ср}}$	кВ	справочное	6,3
Результирующее сопротивление цепи КЗ	$X_{\text{рез.}}$	Ом	$X_{\text{рез.}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}}$	0.136
Требуемое сопротивление цепи КЗ	$X_{\text{тр.б.}}$	Ом	$X_{\text{тр.б.}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.}}}$	0.303
Требуемое сопротивление реактора	$X_{\text{р.}}$	Ом	$X_{\text{р.}} = X_{\text{тр.б.}} - X_{\text{рез.}}$	0.167

Поскольку максимальный длительный ток нагрузки будет ограничен вводным выключателем 3150 А, а также сечением сборных шин (2хАІ(100х10) – допустимый длительный ток 2860 А) выбираем реактор РТСТ-6-3200-0,25 УХЛ1.

Выбор токоограничивающего реактора на стороне 10 кВ

Таблица 5. Параметры токоограничивающего реактора 10 кВ

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Формула	Значение
Исходные данные				
Номинальное напряжение сети	$U_{\text{ном}}$	кВ	задано	10
Максимальный длительный ток нагрузки	$I_{\text{р.мах}}$	А	задано	5725
Начальное значение неограниченного тока КЗ	$I_{\text{п.0}}$	кА	задано	25,96
Требуемое значение тока КЗ	$I_{\text{откл.}}$	кА	задано	12
Полное время отключения КЗ	$t_{\text{откл.}}$	с	задано	1
Результаты расчета				
Среднее напряжение сети	$U_{\text{ср}}$	кВ	справочно	10,5
Результирующее сопротивление цепи КЗ	$X_{\text{рез.}}$	Ом	$X_{\text{рез.}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}}$	0.234

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Значение неограниченного тока КЗ			I _{П.0}	кА	задано	25,96	
			Требуемое значение тока КЗ			I _{откл.}	кА	задано	12	
			Полное время отключения КЗ			t _{откл}	с	задано	1	
			Результаты расчета							
			Среднее напряжение сети			U _{ср}	кВ	справочно	10,5	
			Результирующее сопротивление цепи КЗ			X _{рез.}	Ом	$X_{рез.} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}}$	0.234	
Изм			Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП		Лист
										18

Поскольку максимальный длительный ток нагрузки будет ограничен вводным выключателем 3150 А, а также сечением сборных шин (2хAl(100х10) – допустимый длительный ток 2860 А), выбираем реактор РТСТ-10-3200-0,3 УХЛ1.

Проектом предусматривается установка силового трансформатора ТДТН - 63000/110/10/6 с перспективой увеличения мощности до 80 МВА.

Масса масла силового трансформатора мощностью 80 МВА – 35 тонн.
 $35 \text{ т} / 0,9 \text{ т/м}^3 = 38,9 \text{ м}^3$, где 0,9 плотность масла.

$$S_{Tn} = 2 * 8,4 * 6,9 + 2 * 5,35 * 6,9 = 190\text{M}^2,$$

$$S = S_{\text{тр}} + S_{\text{маслопр}} = 190 + 102,9 = 292,9 \text{ м}^2,$$

$$V_B = \frac{0,2\pi}{c * M^2} * 1800c * 292,9M^2 = 105,4 M^3$$

$$V_{\text{маслопр}} = V_{\text{М}} + 0,8V_{\text{В}} = 38,9 + 0,8 * 105,4 = 120 \text{ м}^3$$

3.1.8 Мероприятия по компенсации емкостных токов «на землю»

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.

С запасом на неравномерность 20%.

						ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
							19
Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		

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

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

Выбираем плунжерный ДГР мощностью не менее 1173 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.

Расчет сечения жилы и экрана одножильного кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена между ячейкой ДГК КРУ 10 кВ и дугогасящим реактором.

Выбираем кабель ПвП 3х(1х95/70-10)

Номинальный ток между ДГР РЗДПОМ-1600/10 У1 и ячейкой ДГК КРУ 10 кВ:

$$I_{\text{номТЧ}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ А}$$

Предусмотрена прокладка кабеля в земле с расположением фаз в треугольник. Допустимый ток $I_{\text{доп1}}$ для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением медной жилы 95 мм² при прокладке в земле при расположении фаз в треугольник:

$$I_{\text{доп1}} = 336 \times 0,82 = 275 \text{ А},$$

Условие: $I_{\text{ном}} < I_{\text{доп1}}$;

$88 < 275 \text{ А}$ выполняется.

Расчет сечения жилы по току КЗ

$$I_{\text{кз}} = 11,153 \text{ кА},$$

$$t_{\text{кз}} = 0,5 \text{ с}.$$

По информации «Севкабель» односекундный ток КЗ по жиле сечением 95 мм² на напряжение 10 кВ не должен превышать $I_1 = 10,48 \text{ кА}$.

Пересчет табличных односекундных токов I_1 на значения $I_{\text{кз}}$ при расчетных временах $t_{\text{кз}}$ проводят по формуле:

$$I_{\text{кз}} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{\text{кз}}}}.$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{10,48}{\sqrt{0,5}} = 14,83 > 11,153 \text{ кА}$$

Определение сечения экрана

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
							20
Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв.№					

$t_{кз} = 0,5с.$
 По информации «Севкабель» односекундный ток КЗ по жиле сечением 95 мм² на напряжение 10 кВ не должен превышать $I_1 = 10,48$ кА.
 Пересчет табличных односекундных токов I_1 на значения $I_{кз}$ при расчетных временах $t_{кз}$ проводят по формуле:

$$I_{кз} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{кз}}}.$$

$$I_{кз} = \frac{10,48}{\sqrt{0,5}} = 14,83 > 11,153 \text{ кА}$$

Определение сечения экрана

$$I_{\text{з}}^{(1,1)} = I''10\text{кВ} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 11,153 * 0,865 = 9,65 \text{ кА.}$$

По этим значениям $I_{\text{з}}^{(1,1)}$ проверяем достаточность сечения экрана кабеля 50 мм².

По информации «Севкабель» односекундный ток КЗ по экрану сечением 50 мм² не должен превышать $I_1 = 10,2 \text{ кА}$.

Время воздействия тока КЗ $t_{\text{кз}}$ определяется временем срабатывания соответствующей релейной защиты.

Время срабатывания защит не превышает 0,5 сек.

Пересчет табличных односекундных токов I_1 на значения $I_{\text{кз}}$ при расчетных временах $t_{\text{кз}}$ проводят по формуле:

$$I_{\text{кз}} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{\text{кз}}}}.$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{9,65}{\sqrt{0,5}} = 13,65 \text{ кА} > 11,153 \text{ кА}$$

Таким образом допустимые токи КЗ для экрана кабеля превышают расчетные значения токов КЗ по экрану кабеля от КРУ до ДГК и возгорания экрана кабеля при КЗ не будет.

3.1.9 Собственные нужды переменного тока

На данный момент на подстанции установлены два трансформатора собственных нужд, мощностью 100 кВА и 250 кВА. Согласно информации эксплуатирующей организации, данной мощности достаточно для потребителей собственных нужд. Устанавливаемое оборудование незначительно увеличит нагрузку на СН.

3.1.10 Система оперативного постоянного тока ПС

Поскольку после реконструкции ПС нагрузки по постоянному току не увеличиваются, по результатам обследования замена аккумуляторной батареи не требуется. Потребителями оперативного тока на подстанции являются:

- релейная защита;
- АСУ ТП;
- аварийное освещение;
- сигнализация.

Щит постоянного тока с выпрямительными устройствами также остается существующим.

3.1.11. Освещение ПС

Расчет освещения территории подстанции выполнен в программе DIALux и представлен в Приложении В. ОРУ 110 кВ освещается прожекторами на базе светодиодных светильников по типу DCI ДПП STREET 17-704-90000-IP66 в

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист 21
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		

$\rho_{\text{грунта}} = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление грунта

$t=0,5 \text{ с}$ – время срабатывания резервной защиты

$C=74$ – для стали

Расчет:

1. Согласно ПУЭ п. 1.7.89 напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 10 кВ

$$R_{\text{треб.зу}} = \frac{10 \text{ кВ}}{27,655 \text{ кА}} = 0,362 \text{ Ом}$$

Сечение заземляющих проводников и заземлителей следует выбирать по условию тепловой устойчивости с учётом запаса на коррозию.

Допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости S_{TV} определяют по формуле:

$$S_{TV} = I_{K3} \cdot S_{1кА} \cdot q$$

$$I_{K3} = 27,655 \text{ кА};$$

$S_{1кА}$ – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 секунда (14 мм²/кА, для горизонтальных стальных заземлителей);

q – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока.

$$q = \begin{cases} \sqrt{t + 0.09} \rightarrow t > 1 \text{ с} \\ 0.8\sqrt{t} \rightarrow t < 1 \text{ с} \end{cases}$$

$$t = 1 \text{ с}$$

$$S_{TV} = 309.736 \text{ мм}^2$$

При использовании стальных заземлителей и заземляющих проводников к расчётному значению сечения, выбранного по термической стойкости (S_{TV}), добавляется сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки ($S_{кор}$) за время дальнейшей эксплуатации электроустановки (t). Таким образом, полная площадь сечения стального заземляющего проводника и заземлителя должна быть равна:

$$S_{\text{полн}} = S_{TV} + S_{кор}(t)$$

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:

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

Глубина коррозии рассчитывается по выражению $\delta_k(t)$ согласно

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	электроустановки (t). Таким образом, полная площадь сечения стального заземляющего проводника и заземлителя должна быть равна:									
			$S_{полн} = S_{ТУ} + S_{кор}(t)$									
			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						
						ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП						Лист
												23
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата							

коррозионной зоны по физико-химическим параметрам грунта.

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

$$S_{кор}(t) = 51,921 \text{ мм}^2$$

$$S_{полн} = 361,657 \text{ мм}^2$$

Выбираем стальную полосу прямоугольного сечения 50x8 мм или аналог.

$$\bullet \quad S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \rightarrow d = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 361,657}{3.14}} = 21,459 \text{ мм}$$

Выбираем стальной оцинкованный прут диаметром $d = 22 \text{ мм}$

2. Рассчитаем сопротивление одного вертикального электрода длиной 10 м:

$$\Delta l = 10 \text{ м}, \quad \rho = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$d = 22 \text{ мм} = 0,022 \text{ м} - \text{выбранный прут (см. п. 2)}$$

$$t = 5.7 \text{ м} - \text{глубина заложения трубы}$$

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

$$R_{\text{вертик.}} = \frac{0,366 \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right)}{\frac{\Delta l}{\rho}} = \frac{0,366 \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 10}{0.022} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{4 \cdot 5,7 - 10} \right)}{\frac{10}{70}} = 8,103 \text{ Ом}$$

3. Рассчитаем сопротивление для горизонтально расположенных заземлителей:

$$l = 2211 \text{ м} - \text{длина полосы}$$

$$b = 50 \text{ см} = 0.50 \text{ м} - \text{ширина полосы}$$

$$t = 0.7 \text{ м} - \text{глубина заложения}$$

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

$$\rho_{\text{грунта-0,7}} = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м} - \text{удельное сопротивление грунта}$$

$$R_{\text{гор.}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{грунта-0,7}}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} = \frac{0,366 \cdot 70}{2200} \cdot \lg \frac{2 \cdot 2211^2}{0.50 \cdot 0.7} = 0,199 \text{ Ом}$$

Изм.	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист 24
Изм.	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата		

$$R_{\text{гориз.}} = \frac{R_{\text{гор.}}}{\mu_{\text{исп.гор.}}} = 0,355 \text{ Ом}$$

4. Суммарное сопротивление заземляющего устройства на территории подстанции:

$$R_{\text{зу}} = \frac{1}{\frac{n * 0,5}{R_{\text{вертик.}}} + \frac{1}{R_{\text{гориз.}}}} = \frac{1}{\frac{0,5 * 16}{8,103} + \frac{1}{0,355}} = 0,263 \text{ Ом}$$

5. $U_{\text{зу}} = R_{\text{зу}} * I'_{110} = 0,263 * 27,655 = 7,266 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}$ – что отвечает требованиям ПУЭ

3.2 Основные технические решения

На основании расчетов существующего оборудования оптимальным решением является реконструкция подстанции в следующем объеме:

– Замена существующих силовых трансформаторов с увеличением мощности до 63 МВА и перспективой развития до 80 МВА (согласно ТУ),

– Замена разъединителей 110 кВ, за исключением шинных разъединителей в цепи Т-1, Т-2 замененных согласно проекту ССМ.674850.141-04.001-ЭС, как устаревших.

– Замена трансформаторов напряжения на четырехобмоточные,

– Выключатели 110 кВ оставить существующие, как удовлетворяющие всем условиям проверки.

– Встроенные в существующие выключатели трансформаторы тока не удовлетворяют требованиям подпункта 1.3 раздела «Учет электрической энергии» ТЗ – на реконструируемых линейных и шинных присоединениях 110 кВ должны быть установлены измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности 0,2S. Класс точности существующих обмоток – 0,5S. Было получено экономическое предложение от ООО «АББ» по установке (замене существующих) обмоток с классом точности 0,2S (Приложение Е).

– Сооружение новых шинных мостов от трансформатора до ЗРУ 6 и 10 кВ,

– Установка ДГР

– Сооружение новых кабельных каналов согласно требованиям ЭМС,

– Реконструкция молниезащиты, заземления

– Замена токоограничивающих реакторов 6 и 10 кВ

– Замена масляных выключателей 10 кВ на вакуумные в вводных ячейках, ячейках СВ, ДГК.

– Установка двух новых секций 10 кВ в существующем здании ЗРУ 6 кВ на территории ПС.

Таблица 6. Перечень поставщиков и рекомендуемые типы основного

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	25

оборудования

№ пп	Наименование оборудования	Основные технические данные	Рекомендуемый тип	Количес тво
1	Силовой трансформатор	63МВА 115/10,5/6,3	ТДТН	2 шт.
2	Разъединитель 110 кВ комплектно с двигательными приводами	1000 А		10 шт
3	Трансформатор тока 110 кВ	110 кВ, 1200- 1000-600 А, 0,2S/0,2/10P/10 P/10P/10P	ТОГФ-110 УХЛ1	9 шт,
			ТРГ-УЭТМ-110	
			ТБМО-110	
4	Трансформатор напряжения 110 кВ	110 кВ	НАМИ-110	6 шт.
5	ОПН 110 кВ	110 кВ	ОПН-П1-110/77/10/2 III УХЛ1	12 шт.
6	ОПН 110 кВ в нейтрали	72 кВ	ОПНН-П1-110/60/10/2 II УХЛ1	2 шт.
7	ЗОН-110 кВ	110 кВ	ЗОН-110М-III УХЛ1	2 шт
8	ОПН 10 кВ	10 кВ	ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ1	6 шт.
9	ОПН 6 кВ	6 кВ	ОПН-П1-6/7,2/10/2 УХЛ1	6 шт.
10	Токоограничивающий реактор	10 кВ	РТСТ-10-3200-0,3 УХЛ1	2 шт
11	Токоограничивающий реактор	6кВ	РТСТ-6-3200-0,2 УХЛ1	2 шт
12	ДГР	10 кВ	РЗДПОМ-1600/10 У1	2 шт.
13	КРУ 10 кВ		К-129	22 яч.

3.3 Релейная защита и автоматика

В связи с заменой существующих основных быстродействующих защит ВЛ 110 кВ «Хвойная-Тополь» и ВЛ 110 кВ «Новые Подлипки-Тополь», на обратных концах линий (ПС 110/35/6 кВ №198 "Новые Подлипки" и ПС

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист 26
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		

220/110/10/6 кВ № 257 "Хвойная") устанавливаются полуккомплекты быстродействующих защит.

В соответствии с «Рекомендациями по технологическому проектированию подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ СО 153-34.47.37-2003», утверждёнными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г., приказом №57 РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008г., «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ» СО 153 - 34. 20.122-2009 (Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» №136 от 13.04.2009 г.) для вновь устанавливаемых устройств релейной защиты предусмотрено использование современных микропроцессорных терминалов.

3.3.1 Основные технические решения

Все технические решения приняты соответствии с типовыми схемами, утвержденными распоряжением ОАО «МОЭСК» от 20.03.2014 №203р «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики» и «Правилами устройства электроустановок».

Релейная защита ВЛ 110 кВ

Для образуемых новых линий ВЛ 110 кВ «Хвойная-Тополь» и ВЛ 110 кВ «Новые Подлипки-Тополь» предусматривается применение двух независимых комплектов защит от всех видов повреждений: основная быстродействующая и резервная. Для реализации основной быстродействующей защиты устанавливается шкаф типа Ш2600 05.526 продольной дифференциальной защиты ВЛ 110 кВ с ремонтной перемычкой производства ООО «Релематика» (ранее ООО «ИЦ «Бреслер»). В состав шкафа Ш2600 05.526 входит МП терминал ТОР 300 ДЗЛ 526. Продольная дифференциальная токовая защита обеспечивает быстрое селективное отключение линии при всех видах внутренних КЗ и не срабатывает при всех видах внешних КЗ. ДЗЛ не срабатывает излишне при качаниях и асинхронном ходе на линии электропередачи. Принцип действия защиты основан на выявлении дифференциального тока при сравнении токов каждой из фаз по концам защищаемой линии. Каждое из устройств производит замер фазных токов и, получая аналогичные данные с удаленного терминала, производит вычисление дифференциального тока с использованием значения модуля и фазы тока для каждой фазы в отдельности (векторная сумма фазных токов по концам защищаемой линии). Полукомплекты на двух концах линии электропередач соединяются между собой каналами связи, выполненными на базе ВОЛС по топологии "кольцо" с резервированием 1+1 и обладают двумя разъёмами для подключения линий связи.

МП терминал TOP 300 ДЛЗ 526 включает в себя:

- продольную дифференциальную токовую защита;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>защиты основан на выявлении дифференциального тока при сравнении токов каждой из фаз по концам защищаемой линии. Каждое из устройств производит замер фазных токов и, получая аналогичные данные с удаленного терминала, производит вычисление дифференциального тока с использованием значения модуля и фазы тока для каждой фазы в отдельности (векторная сумма фазных токов по концам защищаемой линии). Полукомплекты на двух концах линии электропередач соединяются между собой каналами связи, выполненными на базе ВОЛС по топологии "кольцо" с резервированием 1+1 и обладают двумя разъёмами для подключения линий связи.</p> <p>МП терминал TOP 300 ДЛЗ 526 включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none">– продольную дифференциальную токовую защита;						Лист			
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП						27

Для выполнения задач автоматического регулирования напряжения силовых трансформаторов устанавливается один шкаф типа Ш2500 08.216 08.216 с двумя МП терминалами управления электроприводами РПН при автоматическом или ручном регулировании коэффициента трансформации силовых трансформаторов под нагрузкой типа TOP 200-Р 63.

- управление работой РПН силового трансформатора (местное/дистанционное);
- расчет механического ресурса привода;
- контроль времени пуска/переключения привода;
- контроль крайних положений привода;
- контроль температуры масла бака РПН;
- контроль самопроизвольной работы регулятора («Самоход»);
- индикация хода привода регулятора;
- автоматическое поддержание заданного уровня напряжения;
- автоматическое изменение уставок регулирования по суточному графику и календарю рабочих и выходных дней;
- одноступенчатая ненаправленная МТЗ для блокировки управления и сигнализации;
- индикация положения РПН на дисплее;
- индикация аналоговых величин тока и напряжения в первичных/вторичных величинах.

Выбор регулируемой секции или системы шин будет выполняться посредством переключателя установленного в цепях ТН. При этом в АРКТ поступает информация о положении выключателя (РПВ) вводного выключателя регулируемой секции или системы шин.

Предусмотрено блокирование работы РПН при перегрузках трансформатора, при кратковременных снижениях напряжения в сети (при КЗ или неисправности измерительных цепей), при резких повышениях напряжения, а также при наличии внешних сигналов блокирования. Блокировка действия регулирования выполняется по току стороны ВН (фаза Ia), напряжению $3U_0$ трансформатора напряжения стороны НН, температуре бака РПН и положению выключателя вводного выключателя НН.

Суммарная защита с.ш. 10 кВ проектируемого РУ 10 кВ применяется для резервирования защит фидеров защищаемой секции и действует на отключение вводного и секционного выключателя данной секции. Действие на отключение вводного и секционного выключателя сопровождается запретом АПВ и АВР. Поскольку МПТ, в котором реализуется функция суммарной защиты шин, должен иметь функцию АУВ, то функцию суммарной защиты выполняет МП терминал ввода с. ш. 10 кВ (ТОР 200-В 73 3622). МП терминал планируется разместить в ячейке ввода с. ш. 10 кВ.

Для защиты ячеек, устанавливаемых по данному проекту с. ш. 10 кВ, от воздействия дуги, сопровождающегося повышением давления, устанавливается клапанная защита. Под воздействием давления внутри ячейки 6(10) кВ открывается специальный клапан. Открытие клапана сопровождается замыканием контактов в цепи отключения выключателя. Команда на отключение блокируется отсутствием тока короткого замыкания. КЗШ выполняется в соответствии с распоряжением № 745р от 29.10.2012 с использованием измерительных органов МТЗ вводов 10 кВ, МТЗ на СВ 10 кВ и МТЗ, подключённых к ТТ выше вводных ячеек 10 кВ. Отключающие воздействия выдаются с двумя выдержками времени:

- с первой выдержкой времени - на отключение выключателя стороны НН, запрет АПВ и АВР; на отключение секционного выключателя стороны НН, запрет АПВ и АВР;
- со второй выдержкой времени - на отключение трансформатора со стороны ВН с запретом АПВ и пуском УРОВ, на отключение вводного выключателя стороны НН, запрет АПВ и пуском АВР, на отключение вводного выключателя стороны НН смежной секции и запрет АПВ.

Для защиты ячеек с. ш. 6-10 кВ существующего и проектируемого РУ 6-10 кВ от дуговых замыканий, сопровождающихся открытой электрической дугой,

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>– с первой выдержкой времени - на отключение выключателя стороны НН, запрет АПВ и АВР; на отключение секционного выключателя стороны НН, запрет АПВ и АВР;</p> <p>– со второй выдержкой времени - на отключение трансформатора со стороны ВН с запретом АПВ и пуском УРОВ, на отключение вводного выключателя стороны НН, запрет АПВ и пуском АВР, на отключение вводного выключателя стороны НН смежной секции и запрет АПВ.</p> <p>Оптическая защита с.ш. 6-10 кВ</p> <p>Для защиты ячеек с. ш. 6-10 кВ существующего и проектируемого РУ 6-10 кВ от дуговых замыканий, сопровождающихся открытой электрической дугой,</p>					
		ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП					
Инв. № подл.							Лист
	Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	32

устанавливаются устройства оптической (дуговой) защиты "ОВОД". Оптическая защита шин выполняется в соответствии с распоряжением № 745р от 29.10.2012 с использованием измерительных органов МТЗ вводов 6-20 кВ, МТЗ на СВ 6-20 кВ и МТЗ, подключённых к ТТ выше вводных ячеек 6-20 кВ.

Отключающие воздействия выдаются с двумя выдержками времени:

- с первой выдержкой времени - на отключение выключателя стороны НН, запрет АПВ и АВР; на отключение секционного выключателя стороны НН, запрет АПВ и АВР;
- со второй выдержкой времени - на отключение трансформатора со стороны ВН с запретом АПВ и пуском УРОВ, на отключение вводного выключателя стороны НН, запрет АПВ и пуском АВР, на отключение вводного выключателя стороны НН смежной секции и запрет АПВ.

Для обнаружения дугового разряда в устройстве используются волоконно-оптические датчики (ВОД). Световой поток дугового разряда, собранный ВОД, поступает в блоки оптоэлектронного преобразования и в конечном итоге трансформируется в замыкание/размыкание сухих контактов выходных реле УДЗ в соответствии с логикой работы устройства. Конструкция ВОД позволяет также реализовать непрерывную автоматическую проверку целостности волоконно-оптического кабеля датчика. Световой поток дугового разряда принимается в ближнем инфракрасном диапазоне, что обеспечивает функционирование ВОД даже в том случае, если их линзы покрываются слоем пыли или сажи. Последнее обстоятельство, а также широкий угол захвата излучения линзой ВОД исключает проведение регламентных работ, связанных с чисткой линз датчиков.

Автоматика управления ДГР 10 кВ

Для управления дугогасящими реакторами РЗДПОМ устанавливаются микроконтроллерные регуляторы. Микроконтроллерные регуляторы устанавливаются в составе напольного шкафа управления дугогасящими реакторами (МИРК-5 ООО «МИКРО-Инжиниринг»). В составе регулятора имеется четыре алгоритма отслеживания расстройки:

1. по сдвигу фаз между опорным напряжением $U_{оп}$ и напряжением смещения нейтрали U_0 ;
2. по изменению амплитуды напряжения смещения нейтрали U_0 ;
3. одновременно по двум параметрам: сдвигу фаз между $U_{оп}$ и U_0 и по изменению амплитуды напряжения смещения нейтрали U_0 ;
4. измерение степени расстройки компенсации по частоте свободных колебаний контура нулевой последовательности.

Помимо этого в микроконтроллерном регуляторе доступны следующие функции:

- имеется возможность работы на естественном смещении нейтрали;

- использования любого способа создания искусственной смещения нейтрали: высоковольтного конденсатора, трансформатора ТМПС, блока смещения нейтрали БСН-МИРК;
- ресурсосберегающее решение для снижения износа привода ДГР – применение частотного регулирования привода;
- наличие удаленного контроля и управления ДГР с ПК диспетчера;
- возможность одновременной работы нескольких регуляторов (каскадный режим работы). Регистрация событий с записью в энергонезависимую память цифровых осциллограмм ОЗЗ.

АЧР с. ш. 6-10 кВ

Для выполнения функций автоматического отключения и последующего поэтапного включения потребителей электроэнергии при снижении частоты в сети в режиме дефицита активной мощности в ячейках ТН-6(10) кВ существующих РУ 6-10 кВ и проектируемого РУ 10 кВ устанавливаются устройства АЧР. Для обеспечения технической возможности подключения фидеров подстанций к устройствам автоматической частотной разгрузки, необходимость установки которых определена ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» и стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)», предусматривается установка отдельных комплектов устройств АЧР на каждую секцию шин 6-10кВ. В качестве устройств АЧР в релейных отсеках ячеек трансформаторов напряжения РУ 6-10 кВ устанавливаются контроллеры частотной разгрузки типа ТОР 200-КЧР 22 3622. Автоматика частотной разгрузки соответствует действующим требованиям к подобным устройствам по техническим характеристикам и параметрам срабатывания. МПТ ТОР 200-КЧР 22 3622 действует на отключение отходящих присоединений 6-10 кВ. Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты выполняться частотное автоматическое повторное включение, включающее потребителей, отключенных от АЧР.

Устройства ТОР 200-КЧР 22 3622 обладают рядом следующих функций:

- автоматическая частотная разгрузка в три очереди;
- две ступени АЧР и одна ступень ЧАПВ для каждой очереди;
- последовательное включение с заданным интервалом до 12 присоединений для каждой очереди;

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата		34

- блокирование АЧР по направлению мощности от встроенного РНМ и/или внешнего РНМ;
- блокирование АЧР по частоте смежной секции;
- блокирование АЧР по дискретному входу;
- индикация аналоговых величин тока и напряжения в первичных/вторичных величинах.

Регистрация аварийных процессов

Для регистрации аварийных событий, переходных и установившихся процессов в энергосистемах, а также для проведения различного вида измерений и исследований устанавливаются 2 шкафа с регистраторами аварийных процессов (Ш2600 03.501 03.501 03.501 и Ш2600 03.501 03.501 ООО «Релематика»), в состав шкафов входят три и два регистратора типа TOP 300 PAC 501 соответственно. Регистратор обеспечивает:

- функции устройства пуска осциллографа (УПО);
- запись аналоговых и дискретных сигналов при аварийных процессах;
- прием входных дискретных сигналов;
- регистрацию событий;
- выдачу сигнала на запуск внешних регистраторов при помощи контактов выходного реле;
- местную сигнализацию, осуществляемую при помощи 4 светодиодных индикаторов и жидкокристаллического дисплея для отображения информации о работе терминала;
- сигнализацию о неисправности, выдаваемую во внешние цепи при помощи контактов выходного реле;
- самодиагностику.

Комплекс регистрации аварийных процессов выполнить в соответствии с распоряжением ПАО «МОЭСК» № 495 от 13.08.2014 г. «Об организации эксплуатации комплексов регистрации аварийных процессов на объектах ПАО «МОЭСК».

Микропроцессорные терминалы РАС объединить в локальную сеть, которую соединить с сервером данных.

Синхронный пуск для единовременного пуска терминалов, объединенных в локальную сеть, выполнить с использованием реле для синхронизации пуска с другими терминалами.

Питание устройств релейной защиты

Питание устройств релейной защиты и автоматики устанавливаемых по данному проекту, осуществляется от существующего щита постоянного оперативного тока (ЩПТ) = 220 В, записанного от аккумуляторной батареи (АБ). Индивидуальные автоматические выключатели устройств релейной защиты и

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№	<p>Микропроцессорные терминалы РАС объединить в локальную сеть, которую соединить с сервером данных.</p> <p>Синхронный пуск для единовременного пуска терминалов, объединенных в локальную сеть, выполнить с использованием реле для синхронизации пуска с другими терминалами.</p> <p>Питание устройств релейной защиты</p> <p>Питание устройств релейной защиты и автоматики устанавливаемых по данному проекту, осуществляется от существующего щита постоянного оперативного тока (ЩПТ) =220 В, записанного от аккумуляторной батареи (АБ). Индивидуальные автоматические выключатели устройств релейной защиты и</p>

ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП						Лист
						35

автоматики устанавливаются непосредственно в шкафах терминалов (=220 В).

Контрольно-измерительная и проверочная аппаратура

Для контрольных проверок микропроцессорных и традиционных устройств РЗА в процессе наладочных и эксплуатационных работ предусматривается поставка испытательных систем, необходимых программно-технических средств и аксессуаров. В рамках данного проекта для ПС 110/10/6 кВ №711 "Тополь" поставляются:

1. испытательный комплекс «Ретом-61» с комплектом стандартных базовых программ и передвижной приборной стойкой с тремя полками и стопорами колес – 1 шт.;
2. однофазная приставка для увеличения максимального выходного тока 1 шт.;
3. блок для снятия вольтамперных характеристик трансформаторов тока – 1 шт.;
4. блок трехфазного преобразователя напряжения – 1 шт.;
5. ноутбук с процессором не ниже Core i7/ 15,6 дюймов / 8GB 1D / SSD256GB TLC / W7p64/W8.1p / W10 с пакетом прикладных программ (Microsoft Office, Visio 2013 и т.д.) – 2 шт. Ноутбуки оснащаются аксессуарами (в количестве четырёх штук), позволяющими подключиться ко всем применяемым МПУ;
6. принтер лазерный формата A3 – 1 шт.

Для ПС 110/35/6 кВ №198 "Новые Подлипки":

1. испытательный комплекс «Ретом-61» с комплектом стандартных базовых программ и передвижной приборной стойкой с тремя полками и стопорами колес – 1 шт.;
2. однофазная приставка для увеличения максимального выходного тока 1 шт.;
3. блок для снятия вольтамперных характеристик трансформаторов тока – 1 шт.;
4. блок трехфазного преобразователя напряжения – 1 шт.;
5. ноутбук с процессором не ниже Core i7/ 15,6 дюймов / 8GB 1D / SSD256GB TLC / W7p64/W8.1p / W10 с пакетом прикладных программ (Microsoft Office, Visio 2013 и т.д.) – 2 шт. Ноутбуки оснащаются аксессуарами (в количестве четырёх штук), позволяющими подключиться ко всем применяемым МПУ;
6. принтер лазерный формата A3 – 1 шт.

Для ПС 220/110/10/6 кВ № 257 "Хвойная":

1. испытательный комплекс «Ретом-61» с комплектом стандартных базовых программ и передвижной приборной стойкой с тремя полками и стопорами колес – 1 шт.;
2. однофазная приставка для увеличения максимального выходного тока 1 шт.;
3. блок для снятия вольтамперных характеристик трансформаторов тока – 1 шт.;
4. блок трехфазного преобразователя напряжения – 1 шт.;
5. ноутбук с процессором не ниже Core i7/ 15,6 дюймов / 8GB 1D / SSD256GB TLC / W7p64/W8.1p / W10 с пакетом прикладных программ (Microsoft Office,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>6. принтер лазерный формата А3 – 1 шт. Для ПС 220/110/10/6 кВ № 257 "Хвойная":</p> <p>1. испытательный комплекс «Ретом-61» с комплектом стандартных базовых программ и передвижной приборной стойкой с тремя полками и стопорами колес – 1 шт.;</p> <p>2. однофазная приставка для увеличения максимального выходного тока 1 шт.;</p> <p>3. блок для снятия вольтамперных характеристик трансформаторов тока – 1 шт.;</p> <p>4. блок трехфазного преобразователя напряжения – 1 шт.;</p> <p>5. ноутбук с процессором не ниже Core i7/ 15,6 дюймов / 8GB 1D / SSD256GB TLC / W7p64/W8.1p / W10 с пакетом прикладных программ (Microsoft Office,</p>			
			<p>ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП</p>			
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	Лист 36

Visio 2013 и т.д.) – 2 шт. Ноутбуки оснащаются аксессуарами (в количестве четырёх штук), позволяющими подключиться ко всем применяемым МПУ;

6. принтер лазерный формата А3 – 1 шт.

3.4 Система АСУ ТП

3.4.1 Цели и назначения АСУ ТП

АСУ ТП должна обеспечить комплексную автоматизацию технологических процессов с целью повышения надежности и экономичности работы ПС 110/10/6 кВ №711 «Тополь», как следствие - обеспечение надежного электроснабжения потребителей электроэнергии, а также сокращение эксплуатационных затрат, сведения до минимума обслуживающего персонала подстанции и повышение его безопасности.

3.4.2 Основное устанавливаемое оборудование

В рамках титула «Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ №711 «Тополь» оборудование поставляется и устанавливается на территории подстанции в полном объеме. К поставляемому оборудованию относятся силовые трансформаторы, коммутационные аппараты (КА), устройства вторичных систем (РЗА и РАС). Вводимые компоненты технологического объекта управления (ТОУ) интегрируются в создаваемую АСУ ТП, перечень оборудования приведен в таблице 4.

Таблица 7 – Оборудование, вводимое в эксплуатацию и интегрируемое в АСУ ТП по первому этапу работ по реконструкции и расширения

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол.	контроль	управление	Примечание
Оборудование на площадке ОРУ 110 кВ					
Трансформатор 3-х фазный 110/10/6 кВ, 63 МВА с встроенными трансформаторами тока	шт.	2	+	РПН	Включая мониторинг состояния
Выключатель элегазовый	фаз	5х3	+	+	
Разъединитель	фаз	10х3	+	+	Вновь устанавливаемый
Разъединитель	фаз	2х3	+		Существующий
Заземляющий нож	фаз	16х3	+	+	Вновь устанавливаемый
Заземляющий нож	фаз	4х3	+		Существующий
Трансформатор тока в цепи выключателя	фаз	4х3	+		

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

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП

Лист

37

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол.	контроль	управление	Примечание
Трансформатор тока в цепи ремонтной перемычки	фаз	1х3	+		
Трансформатор напряжения	фаз	2х3	+		
Оборудование существующего ЗРУ 10 кВ					
Выключатель масляный	фаз	28х3	+		Существующий
Выключатель вакуумный	фаз	6х3	+	+	Вновь устанавливаемый
Секционный разъединитель	фаз	4х3	+		Существующий
Заземляющий нож	фаз	6х3	+		Вновь устанавливаемый
Трансформатор тока в цепи выключателя	фаз	28х3	+		Существующий
Трансформатор тока в цепи выключателя	фаз	6х3	+		Вновь устанавливаемый
Трансформатор тока в цепи секционного разъединителя	фаз	1х3	+		Существующий
Трансформатор напряжения	фаз	2х3	+		Существующий
Оборудование устанавливаемого ЗРУ 10 кВ					
Выключатель вакуумный	фаз	20х3	+	+	
Заземляющий нож	фаз	22х3	+		
Трансформатор тока в цепи выключателя	фаз	19х3	+		
Трансформатор напряжения	фаз	2х3	+		
Оборудование существующего ЗРУ 6 кВ					
Выключатель масляный	фаз	17х3	+		
Трансформатор тока в цепи выключателя	фаз	17х3	+		
Трансформатор напряжения	фаз	2х3	+		
Оборудование собственных нужд					
Щит собственных нужд 0,4 кВ	компл.	2х3	+	2 секции	

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол.	контроль	управление	Примечание
Щит постоянного тока 220 В	компл.	3х1	+	2 секции, АБ	
Общеподстанционное оборудование:					
Комплекс технических средств (КТС) терминалы РЗА	шт.	65	+	изменение уставок	Контроль срабатывания и исправности
КТС РАС	шт.	2	+		
КТС ОМП	шт.	2	+		

Кроме того, управляемыми элементами являются смежные автономные системы РЗА, для которых также предусматривается возможность управления с помощью средств АСУ ТП, устанавливаемые микропроцессорные (МП) устройства указанных систем в части изменения элементов конфигурирования и уставок (групп уставок).

Реализация функции АСУ ТП автоматизированное управление коммутационной аппаратурой ПС, а так же резервное управление коммутационной аппаратурой при отказах АСУ ТП предусматривает следующую иерархию управления вновь вводимыми коммутационным аппаратом:

Таблица 8 – Иерархия управления вновь вводимыми коммутационным аппаратом

Тип КА	Вид и место управления	Примечание
Выключатели 6, 10 (вновь устанавливаемые) и 110 кВ, разъединители и заземляющие ножи 110 кВ оснащенные электроприводами; РПН. Насосы и задвижки водяного пожаротушения, ответственные механизмы инженерных систем - при наличии возможности (дополнительным воздействием на АПТ, САУ).	АРМ оперативного персонала на подстанции, АРМ оперативно-диспетчерского персонала в ДП Северной оперативной зоны филиала ОАО «МОЭСК» Северной ЭС (при переходе ПС 110 кВ Тополь на работу без постоянного обслуживающего персонала)	Основное средство управления. С приоритетом управления у дежурного персонала или персонала ОВБ во время их нахождения на объекте.
Выключатели 6, 10 (вновь устанавливаемые) и 110 кВ	От органов управления в составе контроллера присоединения	Резервное средство управления при неисправности АСУ ТП(ТМ), команды

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	<div> <div>Изм. № подл.</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Взам. инв. №</div> </div>	<div> <div>ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП</div> <div>Лист</div> <div>39</div> </div>

Разъединители и заземляющие ножи с электроприводами 110 кВ, РПН, насосы и задвижки водяного пожаротушения - при наличии возможности	От кнопок (ключей) в шкафах РЗА, РПН, АПТ на ПС	управления фиксируются в протоколе событий контроллера присоединения, оперативная блокировка разъединителей выполняется: терминалами АУВ ячейки или контроллерами присоединений.
---	---	--

При управлении оборудованием (местное, дистанционное) предусмотрена программная блокировка в АСУ ТП, исключающая одновременное управление с разных рабочих мест, предусмотрена логика технологических блокировок (от некорректного положения разъединителей, от «прыгания», от несинхронного включения и т.п.).

Все действия оперативного персонала по управлению электрооборудованием с АРМ или с контроллера присоединения фиксируются в АСУ ТП с указанием метки времени и способа управления.

В АСУ ТП фиксируются операции по изменению режима управления коммутационными аппаратами («местное» - «дистанционное») с определением уровня управления.

Передача команд управления от АСУ ТП к исполнительным механизмам предусмотрена через контроллеры ТМ на МП устройства РЗА, контрольным кабелем.

В шкафу ССПИ №1 предусмотрена установка ключа переключения режимов управления КА "местное/дистанционное". При положении ключа "дистанционное" контакт переключателя замыкается и подает сигнал "дистанционное управление разрешено" на все модули управления КА 110 и 10 кВ. При положении ключа "местное" контакт переключателя размыкается и подача управляющих сигналов с модулей управления КА блокируется.

Непосредственно на шкафах/ячейках управления КА устанавливаются ключи разрешения/запрета дистанционного управления (режим "местное/дистанционное"). Установка данных ключей производится в соответствии с разделом "Релейная защита и автоматика".

3.5 Система АИИСКУЭ

3.5.1 Назначение системы

АИИС КУЭ предназначается для измерений количества электрической энергии, получаемой и отпускаемой по коммерческим и техническим

Изм. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №						
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП		Лист
								40

присоединениям ПС.

3.5.2 Цели создания системы

Создание АИИС КУЭ преследует достижение следующих целей:

измерения количества электрической энергии, позволяющего определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на розничном рынке электрической энергии;

обеспечения коммерческой наблюдаемости и коммерческой управляемости ПС за счет использования высокоточных синхронизированных измерений электрической энергии и мощности;

анализа и оценки текущих небалансов электрической энергии и мощности на шинах ПС, с дальнейшим их введением в допустимые зоны измерений;

объективного определения затрат электрической энергии и мощности на собственные нужды ПС;

соответствие АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка электрической энергии в зоне ответственности филиала ПАО «МОЭСК» «Южные электрические сети».

передачи информации о потребленной электрической энергии и мощности в ИВК – сервер АИИС КУЭ «Энергоучет» филиала ПАО «МОЭСК», расположенный в РДП ЮЭС (существующий, в данном проекте не рассматривается).

Критерием достижения целей создания АИИС КУЭ является:

обеспечение служб и подразделений филиала «Южные электрические сети» ПАО «МОЭСК» своевременной, полной и достоверной информацией необходимой для расчетов, об объемах поступившей и отпущенной электрической энергии в технологическом процессе функционирования филиала;

получение заказчиком АИИС КУЭ акта приемки системы в промышленную эксплуатацию.

3.5.3 Краткие сведения об объекте автоматизации

Проектом предусматривается:

- реконструкция ТУ ИИК1-4 в части замены ТТ, ТН, счетчиков ЭЭ;
- реконструкция ТУ ИИК6, ИИК22, ИИК56, ИИК 63, ИИК 70, ИИК 71 в части замены ТТ, счетчиков ЭЭ;
- организация новых ТУ ИИК5, ИИК7, ИИК23, ИИК38-ИИК55;
- установка нового шкафа УСПД;
- установка нового шкафа АВР-1 АИИС КУЭ.

Существующие ТУ интегрируются в создаваемую систему в полном объеме, производится переподключение всех цепей интерфейса и цепей питания к вновь устанавливаемому оборудованию.

По проекту приняты следующие принципиальные решения по применению ТТ и ТН:

- в РУ 110 кВ устанавливаются ТТ типа «ТОГФ-110». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
<p>части замены ТТ, счетчиков ЭЭ;</p> <ul style="list-style-type: none">– организация новых ТУ ИИК5, ИИК7, ИИК23, ИИК38-ИИК55;– установка нового шкафа УСПД;– установка нового шкафа АВР-1 АИИС КУЭ. <p>Существующие ТУ интегрируются в создаваемую систему в полном объеме, производится переподключение всех цепей интерфейса и цепей питания к вновь устанавливаемому оборудованию.</p> <p>По проекту приняты следующие принципиальные решения по применению ТТ и ТН:</p> <ul style="list-style-type: none">– в РУ 110 кВ устанавливаются ТТ типа «ТОГФ-110». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная							
Ивн. № подл.	Подп. и дата						Взам. инв. №

измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,2S, коэффициентом безопасности - Fs5 и вторичной нагрузкой 30 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 8 лет и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$ ч.;

– в РУ 110 кВ устанавливаются ТТ типа «ІСТВ-0,66». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,2S, коэффициентом безопасности - Fs5 и вторичной нагрузкой 25 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 8 лет и среднюю наработку до отказа $2 \cdot 10^6$ ч.;

– в РУ 110 кВ устанавливаются ТН типа «НАМИ-110». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная обмотка. Работа ТН предусматривается в классе точности 0,2 с вторичной нагрузкой 120 ВА (на фазу). Трансформатор имеет межповерочный интервал – 8 лет и среднюю наработку до отказа $8.8 \cdot 10^6$, ч.;

– в РУ 6 кВ устанавливаются ТТ типа «ТШЛ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,2S, коэффициентом безопасности – Fs5 и вторичной нагрузкой 5 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 16 лет и среднюю наработку до отказа $40 \cdot 10^5$ ч.;

– в РУ 10 кВ устанавливаются ТТ типа «ТЛШ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,2S, коэффициентом безопасности – Fs5 и вторичной нагрузкой 5 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 16 лет и среднюю наработку до отказа $40 \cdot 10^5$ ч.;

– в РУ 10 кВ устанавливаются ТТ типа «ТЛ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,2S, коэффициентом безопасности – Fs5 и вторичной нагрузкой 5 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 16 лет и среднюю наработку до отказа $40 \cdot 10^5$ ч.;

– в РУ 10 кВ устанавливаются ТН типа «ЗНОЛП.04-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная обмотка. Работа ТН предусматривается в классе точности 0,2 с вторичной нагрузкой 25 ВА (на фазу). Трансформатор имеет межповерочный интервал – 8 лет и среднюю наработку до отказа $40 \cdot 10^5$, ч.;

– в ЩСН 0,23 кВ устанавливаются ТТ типа «ТШП-0,66». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,2S, коэффициентом безопасности – Fs5 и вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 16 лет и среднюю наработку до отказа $40 \cdot 10^5$ ч.;

Изм.	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	Взам. инв.№	Подл. и дата	Инв. № подл.	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
										42

В составе КТС существующих ТУ используются следующие ТТ и ТН:

– в РУ 110 кВ установлены ТТ типа «ТВ-ЭК». Для системы учета электрической энергии предусмотрена отдельная вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,2S, коэффициентом безопасности – Fs10 и вторичной нагрузкой 20 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 8 лет и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$ ч. (№ ГСИ 56255-14);

– в РУ 10 кВ установлены ТТ типа «ТЛМ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,5, вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 4 года и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 2473-05);

– в РУ 10 кВ установлены ТТ типа «ТОЛ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,5, вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 4 года и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч. (№ ГСИ 6009-77);

– в РУ 10 кВ установлены ТТ типа «ТВЛМ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,5, вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 4 года и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч. (№ ГСИ 1856-63);

– в РУ 10 кВ установлены ТТ типа «ТЛК-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,5, вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 6 лет и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч. (№ ГСИ 9143-01);

– в РУ 10 кВ установлены ТН типа «НАМИ-10». ТН обеспечивает работу в классе точности 0,2 с вторичной нагрузкой 100 ВА (на 3 фазы). Трансформатор имеет межповерочный интервал – 5 лет и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 11094-87);

– в РУ 10 кВ установлены ТТ типа «ТВК-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,5, вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 4 года и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч. (№ ГСИ 8913-82);

– в РУ 10 кВ установлены ТТ типа «ТПШЛ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,5, вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 4 года и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
										43
			Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата		

(№ ГСИ 1423-60);

– в РУ 10 кВ установлены ТН типа «НОМ-10». ТН обеспечивает работу в классе точности 0,2 с вторичной нагрузкой 75 ВА (на 3 фазы). Трансформатор имеет межповерочный интервал – 4 года и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 4947-75);

– в РУ 6 кВ установлены ТТ типа «ТВЛМ-10». Для системы учета электрической энергии предусмотрена вторичная измерительная обмотка ТТ с классом точности 0,5, вторичной нагрузкой 10 ВА. Трансформатор имеет межповерочный интервал – 6 лет и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч. (№ ГСИ 1856-69);

– в РУ 6 кВ установлены ТН типа «НАМИ-6». ТН обеспечивает работу в классе точности 0,2 с вторичной нагрузкой 75 ВА (на 3 фазы). Трансформатор имеет межповерочный интервал – 5 лет и среднюю наработку до отказа $4 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 11094-87);

Технические характеристики существующих ТТ и ТН ТУ 10, 6, 0,4 кВ должны быть уточнены на стадии выполнения ПНР и составления паспортов протоколов ИК.

В качестве приборов учета в реконструируемых и организуемых по данному проекту ТУ устанавливаются многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа А1802RALXQV-P4GB-DW-4 с классом точности 0,2S/0,5 (актив./реактив.), с номинальным вторичным током 5А и номинальным вторичным напряжением 57,7/100 (123/400) В. Счетчики имеют межповерочный интервал - 10 лет и среднюю наработку до отказа $1,2 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 31857-12).

В качестве приборов учета существующих ТУ 10, 6 кВ используются:

– многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 с классом точности 0,2S/0,5 (актив./реактив.), трансформаторного включения по цепям тока и напряжения, с номинальным вторичным током 5А и номинальным вторичным напряжением 57,7/100 В. Счетчики имеют межповерочный интервал - 10 лет и среднюю наработку до отказа $0,9 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 20175-01).

– многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М с классом точности 0,2S/0,5 (актив./реактив.), трансформаторного включения по цепям тока и напряжения, с номинальным вторичным током 5А и номинальным вторичным напряжением 57,7/100 В. Счетчики имеют межповерочный интервал - 12 лет и среднюю наработку до отказа $1,65 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 33392-08).

– многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М.01 с классом точности 0,5S/1 (актив./реактив.),

Изм. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
										44
			Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата		

трансформаторного включения по цепям тока и напряжения, с номинальным вторичным током 5А и номинальным вторичным напряжением 57,7/100 В. Счетчики имеют межповерочный интервал - 12 лет и среднюю наработку до отказа $1,65 \cdot 10^5$, ч (№ ГСИ 33392-08).

3.5.4 Общая характеристика точек учета электрической энергии

Перечень устанавливаемых ТУ электрической энергии после реконструкции, приведен в таблице 9. Характеристики средств измерения после реконструкции приведены в таблице 10.

Таблица 9 – Перечень ТУ после реконструкции

ТУ	Наименование присоединения	Напряжение кВ	Примечание	Измеряемый параметр и направление учета (А±; R±)	Сечение учета
РУ 110 кВ					
ИИК1	«ВЛ 110 кВ Хвойная – Тополь»	110	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК2	«ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь»	110	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК3	«Ввод Т1 110 кВ»	110	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК4	«Ввод Т2 110 кВ»	110	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК5	«РП 110 кВ»	110	контрольный	(А±; R±)	-
РУ 10 кВ 1а,б СШ					
ИИК6	«Ввод №1 Т1 10 кВ»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК7	«ДГК-1»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК8	«ф. 110»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК9	«ф. 111»	10	расчетный	(А±; R±)	ООО "Ламинат-Трейд"
ИИК10	«ф. 112»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК11	«ф. 113»	10	расчетный	(А±; R±)	ООО "ТрансИнТех"
ИИК12	«ф. 114»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК13	«ф. 115»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК14	«ф. 116»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК15	«ф. 117»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК16	«ф. 118»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК17	«ф. 119»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК18	«ф. 120» (резерв)	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК19	«ф. 121»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК20	«ф. 122»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК21	«ф. 123»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
РУ 10 кВ 2а,б СШ					
ИИК22	«Ввод №1 Т2 10 кВ»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК23	«ДГК-2»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК24	«ф. 210»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК25	«ф. 211» (резерв)	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК26	«ф. 212»	10	расчетный	(А±; R±)	ООО "ТрансИнТех"
ИИК27	«ф. 213»	10	контрольный	(А±; R±)	-

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

ТУ	Наименование присоединения	Напряжение кВ	Примечание	Измеряемый параметр и направление учета (А±; R±)	Сечение учета
ИИК28	«ф. 214»	10	расчетный	(А±; R±)	ООО "Ламинат-Трейд"
ИИК29	«ф. 215»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК30	«ф. 216»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК31	«ф. 217»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК32	«ф. 218»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК33	«ф. 219»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК34	«ф. 220»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК35	«ф. 221»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК36	«ф. 222»	10	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК37	«ф. 223»	10	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
РУ 10 кВ 3 СШ					
ИИК38	«Ввод №2 Т1 10 кВ»	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК39	"резерв" яч.301	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК40	"резерв" яч.304	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК41	"резерв" яч.305	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК42	"резерв" яч.306	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК43	"резерв" яч.307	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК44	"резерв" яч.308	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК45	"резерв" яч.309	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК46	"резерв" яч.310	10	контрольный	(А±; R±)	
РУ 10 кВ 4 СШ					
ИИК47	«Ввод №2 Т2 10 кВ»	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК48	"резерв" яч.401	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК49	"резерв" яч.404	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК50	"резерв" яч.405	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК51	"резерв" яч.406	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК52	"резерв" яч.407	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК53	"резерв" яч.408	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК54	"резерв" яч.409	10	контрольный	(А±; R±)	
ИИК55	"резерв" яч.410	10	контрольный	(А±; R±)	
РУ 6 кВ 1 СШ					
ИИК56	«Ввод Т1 6 кВ»	6	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК57	«ф. 102»	6	расчетный	(А±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК58	«ф. 103»	6	расчетный	(А±; R±)	ООО "ТАРКЕТТ СОММЕР"
ИИК59	«ф. 104»	6	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК60	«ф. 105»	6	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК61	«ф. 106»	6	расчетный	(А±; R±)	ООО "ТАРКЕТТ СОММЕР"
ИИК62	«ф. 107»	6	контрольный	(А±; R±)	-
РУ 6 кВ 2 СШ					
ИИК63	«Ввод Т2 6 кВ»	6	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК64	«ф. 202»	6	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК65	«ф. 203»	6	расчетный	(А±; R±)	ООО "ТАРКЕТТ СОММЕР"
ИИК66	«ф. 204»	6	контрольный	(А±; R±)	-
ИИК67	«ф. 205» (резерв)	6	контрольный	(А±; R±)	-

Взам. инв.№

Подл. и дата

Инв. № подл.

ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП

Лист

46

Изм Кол. Лист №до Подпись Дата

ТУ	Наименование присоединения	Напряжение кВ	Примечание	Измеряемый параметр и направление учета (A±; R±)	Сечение учета
ИИК68	«ф. 206»	6	расчетный	(A±; R±)	АО "Мособлэнерго" (ТСО)
ИИК69	«ф. 207» (резерв)	6	контрольный	(A±; R±)	-
ЩСН 0,23 кВ					
ИИК70	«ТСН 1»	0,23	контрольный	(A±; R±)	-
ИИК71	«ТСН 2»	0,23	контрольный	(A±; R±)	-

При проведении пуско-наладочных работ выполнить параметрирование и программирование УСПД RTU-327L (ИВКЭ) и сервера АИИС КУЭ филиала ПАО «МОЭСК» «Энергоучет» в объеме ввода новых и существующих ТУ (таблица 3.1.2). Параметрирование и программирование необходимо выполнить на основании таблицы параметрирования в полном соответствии с эксплуатационной документацией.

Точное количество расчетных/контрольных ТУ должно быть уточнено после оформления актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ПЗ-СП	Лист
							47

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.4.ПЗ

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата

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

ФПИ-109/08/15-ИОС1.4.ПЗ	Лист
	43

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата

Лист
44

3.6 Сети связи

3.6.1 Технические решения по организации связи

В рамках проекта выполняется реконструкция ПС №711 "Тополь", в связи с чем изменяется существующая схема связи ПАО «МОЭСК». Для обеспечения ПС №711 "Тополь" единой средой информационного взаимодействия и передачи информации на верхний уровень оперативно-технологического управления изложены решения для построения системы передачи информации.

Проектом предусмотрены организационно-технические решения для передачи основных и резервных каналов корпоративной и технологической информации по каналам волоконно-оптической связи.

Организованны основной и резервные каналы связи для передачи данных ССПИ, АСУ ТП, ЛВС, а также диспетчерский телефонный каналы в ДП СОЗ (ПС 110/35/6 кВ №198 "Новые Подлипки") - узел агрегации 1 и на ПС № 215 "Ново-Софрино" – узел агрегации 2. С ДП СОЗ организована ретрансляция данных в ЦУС ПАО «МОЭСК», откуда данные ССПИ также ретранслируются в Московское РДУ по существующей сети связи ПАО «МОЭСК».

Данные АИИС КУЭ и ККЭ передаются в ДП ООЗ СЭС (г. Москва, ул. Руставели, д.2) по существующей сети связи ПАО «МОЭСК» через ДП СОЗ и ПС № 215 "Ново-Софрино".

Связь между полуккомплектами ДЗЛ на ПС №711 "Тополь", ПС №198 "Новые Подлипки" и ПС №257 "Хвойная" осуществляется по выделенным оптическим каналам по разнесенной трассе.

Волоконно-оптическая система передачи на участках:

- ПС №711 "Тополь" – ДП СОЗ;
- ПС №711 "Тополь" – ДП ООЗ СЭС;
- ПС №711 "Тополь" – ПС № 215 "Ново-Софрино";
- ПС №711 "Тополь" – Московское РДУ (ретрансляция с ЦУС ПАО «МОЭСК»);
- ПС №711 "Тополь" – ПС №198 "Новые Подлипки";
- ПС №711 "Тополь" – ПС №257 "Хвойная"

предназначена для организации технологических каналов связи различного назначения с целью передачи информации в ДП СОЗ, ДП ООЗ СЭС, Московское РДУ и организации канала РЗиПА.

Проектируемая ВОСП состоит из:

- высокоскоростной транспортной сети;
- узла доступа;
- линий привязки к узлам существующей сети связи ПАО «МОЭСК».

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Высокоскоростная транспортная сеть включает 24-х волоконный оптический кабель (ВОК), прокладываемый в существующей кабельной канализации. На стадии выполнения рабочей документации необходимо запросить технические условия у собственника кабельной канализации. Проектируемый ВОК врезается в существующий ВОК, проложенный между ТЭЦ27 - ПС №198 "Новые Подлипки" (ДП СОЗ). Таким образом организуем основной канал передачи данных ПС №711 Тополь – ДП СОЗ.

– ПС №711 "Тополь" – ПС №198 "Новые Подлипки" ДП СОЗ (существующая КЛ, L=2,5 км);

– ПС №711 "Тополь" – ПС № 257 "Хвойная" (строительство ВОЛС предусмотрено в проекте «Реконструкция ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки I, II цепь, ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки №3 с отпайкой на ПС Колонцово, Новые Подлипки - Тополь и ВЛ 110 кВ Клязьма - Тополь с отп.» 2 этап);

– ПС № 257 "Хвойная" – ПС №198 "Новые Подлипки" (строительство ВОЛС предусмотрено в проекте «Реконструкция ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки I, II цепь, ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки №3 с отпайкой на ПС Колонцово, Новые Подлипки - Тополь и ВЛ 110 кВ Клязьма - Тополь с отп.» 1 этап);

– ПС №198 "Новые Подлипки" – ПС №336 "Клязьма" (строительство ВОЛС предусмотрено в проекте «Реконструкция существующей в настоящий момент ВЛ 110 кВ "Клязьма - Тополь", строительство второй цепи ВЛ 110 кВ "Н.Подлипки - Тополь"»),

Исходя из решаемых задач, и информационной нагрузки ВОСП, в качестве телекоммуникационного оборудования предусматривается применение маршрутизаторов и коммутаторов.

В данном проекте учитываются решения принятые в проекте: «Создание опорного кольца и сетей агрегации технологической сети передачи данных ОАО «МОЭСК», согласно которым ПС №711 "Тополь" является узлом доступа ТСПД и подключается к узлам агрегации ДП СОЗ и ПС № 215 "Ново-Софрино".

Топология сети на участках:

- ПС №711 "Тополь" – ДП СОЗ;
- ПС №711 "Тополь" – ПС № 215 "Ново-Софрино"
- «последовательная линейная цепь» типа «уплощенное кольцо» с резервированием «1+1», что позволяет выбрать в сети основной или резервный тракт передачи информации. Для реализации данной архитектуры сети планируется использование оптические волокна (ОВ) по титулу:

«Реконструкция ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки I, II цепь, ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки №3 с отпайкой на ПС Колонцово, Новые Подлипки - Тополь и ВЛ 110 кВ Клязьма - Тополь с отп.» 1,2 этап;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Софрино".						Лист
			Топология сети на участках:						
			<ul style="list-style-type: none">– ПС №711 "Тополь" – ДП СОЗ;– ПС №711 "Тополь" – ПС № 215 "Ново-Софрино"– «последовательная линейная цепь» типа «уплощенное кольцо» с резервированием «1+1», что позволяет выбрать в сети основной или резервный тракт передачи информации. Для реализации данной архитектуры сети планируется использование оптические волокна (ОВ) по титулу:						
«Реконструкция ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки I, II цепь, ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки №3 с отпайкой на ПС Колонцово, Новые Подлипки - Тополь и ВЛ 110 кВ Клязьма - Тополь с отп.» 1,2 этап;									46
						ФПИ-109/08/15-ИОС1.1-ПЗ			
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата				

«Реконструкция существующей в настоящий момент ВЛ 110 кВ "Клязьма - Тополь", строительство второй цепи ВЛ 110 кВ "Н.Подлипки - Тополь"»

Топология сети на участках:

- ПС №711 "Тополь" – ДП ООЗ СЭС;
- ПС №711 "Тополь" – Московское РДУ (ретрансляция с ЦУС ПАО «МОЭСК»)
- «кольцо» с резервированием «1+1». Для реализации данной архитектуры сети планируется использование проектные решения принятые по титулу «Создание опорного кольца и сетей агрегации технологической сети передачи данных ОАО «МОЭСК».

Топология сети на участках:

- ПС №711 "Тополь" – ПС №198 "Новые Подлипки";
- ПС №711 "Тополь" – ПС №257 "Хвойная"
- «кольцо» с резервированием «1+1». Участок ПС №257 "Хвойная" - ПС №711 "Тополь" – ПС №198 "Новые Подлипки" - ПС №257 "Хвойная" организован с целью передачи сигналов/команд РЗиПА по тёмным волокнам. Устройства передачи сигналов/команд РЗиПА предусматривается в томе ФПИ-109/08/15-ИОС1.2. Для реализации данной архитектуры сети планируется использование оптические волокна (ОВ) по титулу:

«Реконструкция ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки I, II цепь, ВЛ 110 кВ Хвойная - Н.Подлипки №3 с отпайкой на ПС Колонцово, Новые Подлипки - Тополь и ВЛ 110 кВ Клязьма - Тополь с отп.» 1,2 этап;

Такое решение позволит значительно повысить надежность сети в виду использования территориально разнесенных оптических кабелей и подключение к двум узлам агрегации.

Емкость волоконно-оптического кабеля для ВОСП составляет 24 ОВ (6 рабочих и 18 резервных).

Резервные волокна могут быть использованы:

- для восстановления каналов связи, нарушенных в результате выхода из строя отдельных волокон, без замены ВОК;
- для развития технологической и корпоративной сети связи ПАО «МОЭСК»;
- для сдачи в аренду другим организациям и ведомствам.

Схема организации связи разработана с учетом передачи по ВОСП технологической информации (включая передачу информации АСУ ТП, АИИСКУЭ и корпоративной информации ПАО «МОЭСК»).

3.6.2 Выбор основного оборудования и основные компоновочные решения

В соответствии с техническим заданием предусматривается

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">– для восстановления каналов связи, нарушенных в результате выхода из строя отдельных волокон, без замены ВОК;– для развития технологической и корпоративной сети связи ПАО «МОЭСК»;– для сдачи в аренду другим организациям и ведомствам. <p>Схема организации связи разработана с учетом передачи по ВОСП технологической информации (включая передачу информации АСУ ТП, АИИСКУЭ и корпоративной информации ПАО «МОЭСК»).</p> <p>3.6.2 Выбор основного оборудования и основные компоновочные решения</p> <p>В соответствии с техническим заданием предусматривается</p>					
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.1-ПЗ		Лист
								47

строительство кабельной канализации связи и радиофикации со следующим объемом работ:

- устройство двух полиэтиленовых труб внутренним диаметром 100 мм на участках от существующего колодца ТК-1230 до ТК№9 и от ТК№852 до ТК№851;
- устройство четырех кабельных колодцев типа ККС-3 и трех кабельных колодцев типа ККС;
- установка пяти соединительных оптических муфт МТОК-В3;
- прокладка оптического кабеля связи ДПМ -024Е08-04-5,0/0,7 длиной 1686м от разветвительной муфты №1 в колодце ТК№852 до помещения связи ПС «Тополь»;
- прокладка оптического кабеля радиофикации СЛ-ОКПБ-2Е2-5,0 длиной 1436м от усилителя радицентра расположенного по адресу г. Мытищи ул. Индустриальная д.11 через вводной колодец ТК№1229 до помещения связи ПС «Тополь»;

3.6.3 Размещение и подключение оборудования

Внешние кабели прокладываются в двухотвественной кабельной канализации в ПНД трубах.

Во всех случаях при прокладке кабеля не должны превышать нормируемые нормативно-технической документацией на кабель механические воздействия (в первую очередь усилия растяжения и сжатия), климатические условия (нижняя предельная температура прокладки составляет минус 10С), допустимые радиусы изгиба оптического кабеля (радиус изгиба не должен быть мене 20 наружных диаметров оптического кабеля и т.д.)

С целью минимизации риска повреждения оптического кабеля в ходе прокладки, используемые на трассе прокладки подземные сооружения (трубы колодцы кабельной канализации, коллекторы и туннели должны быть проверены, при необходимости отремонтированы, трубы прочищены и проверены на проходимость, возможные перепады уровней устранены и т.п.)

Каналы должны быть загерметизированы: в помещении ввода кабеля – по технологии «Полигерм», по трассе в колодцах – промасленной паклей и ветошью, пропитанной технической олифой, и оштукатурены цементным раствором.

В настоящем проекте протяженность оптического кабеля рассчитана с учетом коэффициента - 1,057.

3.7 Система охранно-пожарной сигнализации

3.7.1 Назначение системы

Система охранно-пожарной сигнализации (ОПС) состоит из 2-х подсистем:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.1-ПЗ				48

проверены, при необходимости устранены, трубы проложены и проверены на проходимость, возможные перепады уровней устранены и т.п.)

Каналы должны быть загерметизированы: в помещении ввода кабеля – по технологии «Полигерм», по трассе в колодцах – промасленной паклей и ветошью, пропитанной технической олифой, и оштукатурены цементным раствором.

В настоящем проекте протяженность оптического кабеля рассчитана с учетом коэффициента - 1,057.

3.7 Система охранно-пожарной сигнализации

3.7.1 Назначение системы

Система охранно-пожарной сигнализации (ОПС) состоит из 2-х подсистем:

- охранно-пожарной сигнализации;
- охранного телевидения.

Подсистема охранно-пожарной сигнализации предназначена для оперативного обнаружения пожара на стадии возгорания, предупреждение о возможном возгорании лиц находящихся на объекте и организацию их эвакуации, обнаружение не санкционированного проникновения на объект и формирование сигналов тревоги в соответствии с заданными алгоритмами с их последующей передачей на ПЦ.

Подсистема охранного телевидения предназначена для визуального контроля входа в здание ОПУ и прилегающей территории, получения, обработки, хранения и воспроизведения визуальной информации о событиях, с фиксацией происходящих событий в архив, отображения служебной информации на мониторе, расположенном в помещении охраны и повышения эффективности службы безопасности.

3.7.2 Выбор основного оборудования и основные компоновочные решения

Системы пожарной сигнализации оповещения и управления эвакуацией.

Выбор и размещение средств пожарной сигнализации производится на основании требований СП 5.13130.2009. В соответствии с Приложением А, п. А.4 средствами автоматической установки пожарной сигнализации следует защищать все помещения объекта, за исключением:

- с мокрыми процессами (душевые, санузлы, охлаждаемые камеры, помещения мойки и т.п.);
- вентиляционных камер (приточных, а также вытяжных, не обслуживающих производственные помещения категории А или Б), насосных водоснабжения, бойлерных и др. помещений для инженерного оборудования здания, в которых отсутствуют горючие материалы;
- категории В4 и Д по пожарной опасности;
- лестничных клеток.

При выборе типа пожарных извещателей учитывались первичные признаки пожара, категория помещений и основные требования, предъявляемые к пожарной сигнализации: быстрота срабатывания, надежность работы, простота действия.

Количество дымовых извещателей и их размещение на потолочных перекрытиях помещений определено согласно техническим параметрам на извещатели и нормам СП 5.13130.2009.

Система пожарной сигнализации строится на базе оборудования компании НПБ «Болид». В качестве приёмно-контрольного прибора используется ППКОП Сигнал-10, к которому подключаются порогово-адресные дымовые

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>При выборе типа пожарных извещателей учитывались первичные признаки пожара, категория помещений и основные требования, предъявляемые к пожарной сигнализации: быстрота срабатывания, надежность работы, простота действия.</p> <p>Количество дымовых извещателей и их размещение на потолочных перекрытиях помещений определено согласно техническим параметрам на извещатели и нормам СП 5.13130.2009.</p> <p>Система пожарной сигнализации строится на базе оборудования компании НПБ «Болид». В качестве приёмно-контрольного прибора используется ППКОП Сигнал-10, к которому подключаются порогово-адресные дымовые</p>						Лист		
			ФПИ-109/08/15-ИОС1.1-ПЗ						49		
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата						

пожарные извещатели ДИП-34ПА и ручные пожарные извещатели ИПР513-ЗПАМ. Сигнал «пожар» формируется по срабатыванию одного дымового или ручного извещателя.

Для управление инженерным оборудованием и запуска системы оповещения используется контрольно-пусковой блок С2000-КПБ.

Сигнал о пожаре на 1-ом этаже здания подключается к свободному входу ППКОП Сигнал-10. Тип сигнала для отключения системы вентиляции и кондиционирования выбирался в соответствии с техническими условиями, предоставленными Заказчиком (схему подключения сигнала от СПС в щите вентиляции см. в разделе ОВ).

На объекте организована система оповещения 2 типа. В качестве звуковых оповещателей применяются сирены типа Свирель-2. Количество и способы размещения оповещателей выбраны в соответствии с требованиями СП 3.13130.2009.

Для организации эвакуации применяются вспомогательные световые табло Молния-12В. Все оповещатели подключаются к контрольно-пусковому блоку С2000-КПБ для контроля линий системы оповещения на обрыв и короткое замыкание.

Для сбора и обработки информации, поступившей от модулей системы, применяется пульт контроля и управления С2000К.

Все модули системы объединяются с помощью интерфейса RS-485. Система пожарной сигнализации функционирует полностью в автоматическом режиме и не требует стороннего вмешательства.

Система охранной сигнализации.

В качестве системообразующего оборудования используется ППКОП Сигнал-10 производства компании НПБ «Болид», к которому подключаются охранные извещатели.

Система имеет одно рубежную схему охраны. Совмещённым рубежом охраны защищаются входные двери помещений ЗРУ 6 и 10 кВ. Для этого применяются извещатели магнитоконтактные ИО102-26 исп.2

Для сбора и обработки информации, поступившей от модулей системы, применяется пульт контроля и управления С2000К. Все модули системы объединяются с помощью интерфейса RS-485.

Постановка/снятие с охраны осуществляется с помощью кодового набора на пульте С2000К.

Система охранного телевидения

Локальная сеть для IP-видеонаблюдения строится по стандартной трехуровневой иерархической модели, которая включает в себя ядро, уровень

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

Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата

агрегации и уровень доступа.

Из-за небольших масштабов сети, ядро и агрегация объединяются в один уровень. В качестве ядра сети используется видеосервер DS-7716NI-E4/16P с подключенным к нему монитором, клавиатурой и мышью. Данное оборудование размещается внутри помещения комнаты связи и обеспечивает:

- Синхронное воспроизведение 6 каналов видео с качеством изображения до 2Мп;
- запись на 4 жестких диска типа SATA HDD емкостью до 6ТБ;
- Сетевой интерфейс 1 RJ-45 10M/100M/1000M Ethernet
- передачу тревожных сообщений на ПЦН;
- запуск видеокамер по датчикам присутствия.

Управление и контроль за работой системы возлагается на автоматизированное рабочее место оператора расположенное в помещении охраны. В АРМ входят персональный компьютер с монитором и коммутатор DAS-2G08GP.

Уровень доступа образован управляемыми L2 Ethernet коммутаторами серии DAS-2G08GP установленным в шкаф ТШ.1 и неуправляемыми коммутаторами NIS 3200, установленными в шкафы узлов доступа ШУД.1 и ШУД.2 соответственно.

Нижний физический уровень иерархической сети образован подключенными к узлам доступа IP-видеокамерами DS-2CD2122FWD-IS купольного типа и IP-видеокамерами цилиндрическими DS-2CD2T42WD-15.

Объекты, запланированные для видеонаблюдения, расположены на улице, подключены в горизонтальную сеть на витой паре по кабелям UTP 7-й категории SFTP4-C7-S23-IN/OUT-LSZH/PVC

Для решения проблемы удаленного подключения узлов доступа расстояния, от которых до сервера превышают критические 100м используются оптические линии связи на многомодовых оптоволоконных кабелях СЛ-ОКМБ-03НУ-2М5-4,0.

3.7.3 Размещение и подключение оборудования

ППКОП Сигнал-10 (ARK 1), контрольно-пусковой блок С2000-КПБ (ARK установить в помещении ГЩУ. Данное помещение должно быть обеспечено:

- искусственным освещением не менее 150 лк для люминесцентных ламп и не менее 100 лк для ламп накаливания;
- аварийным освещением с автоматическим включением при отключении основного освещения;
- температурой воздуха в пределах 18°- 25° С при относительной влажности не более 80%.

Пожарные извещатели следует размещать в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009. Дымовые пожарные извещатели ДИП-34ПА устанавливаются

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

Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата

на расстоянии не более 4,5 метров, но не менее 15 см от стен и не более 9 метров от соседнего извещателя на несущих конструкциях. Ручные пожарные извещатели ИПР513-3АМ устанавливаются на путях эвакуации на высоте 1,5 м от уровня пола.

Охранные извещатели установить в соответствие с руководством пользователя и рекомендациями завода изготовителя.

Настенные звуковые оповещатели Свирель-2 установить так, чтобы их верхняя часть была на расстоянии не менее чем 2,3 м от уровня пола, но расстояние от потолка до верхней части было не менее 15 см. Световые табло "ВЫХОД" и "направление движения" Молния-12В установить на высоте не менее 2 м от уровня пола.

Все приборы следует устанавливать на стенах, перегородках и конструкциях, изготовленных из негорючих материалов. Установка указанного оборудования допускается на конструкциях, выполненных из горючих материалов, при условии защиты этих конструкций стальным листом толщиной не менее 1 мм или другим листовым негорючим материалом толщиной не менее 10 мм. При этом листовый материал должен выступать за контур устанавливаемого оборудования не менее чем на 100 мм. Расстояние от верхнего края приемно-контрольного прибора и прибора управления до перекрытия помещения, выполненного из горючих материалов, должно быть не менее 1 м.

При смежном расположении нескольких приемно-контрольных приборов и приборов управления расстояние между ними должно быть не менее 50 мм.

Приборы управления следует размещать таким образом, чтобы высота от уровня пола до оперативных органов управления указанной аппаратуры была 0,8-1,5 м.

Телекоммуникационное оборудование системы охранного телевидения устанавливается:

1. Телекоммуникационный шкаф напольной установки TTC-4268-GS-RAL9004 в помещении комнаты связи в здании ОПУ;
2. АРМ системы охранного телевидения в помещении охраны
3. Уличные шкафы узлов доступа ШУД.1 и ШУД.2 устанавливаются с помощью кронштейнов на опоры ОГК на высоте 2,5м;
4. Периметральные видеокамеры устанавливаются с помощью кронштейнов на опоры ОГК и стены заданий на высоте 4,5м;

Структурированная кабельная сеть системы во внутренних помещениях прокладывается в ПВХ лотке, внешние кабели прокладываются в двухотвественной кабельной канализации в ПНД трубах.

3.8 Перечень зданий строений и сооружений объектов капитального строительства подлежащих сносу (демонтажу)

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается демонтаж

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div>2. АРМ системы охранного телевидения в помещениях охраны</div> <div>3. Уличные шкафы узлов доступа ШУД.1 и ШУД.2 устанавливаются с помощью кронштейнов на опоры ОГК на высоте 2,5м;</div> <div>4. Периметральные видеокамеры устанавливаются с помощью кронштейнов на опоры ОГК и стены заданий на высоте 4,5м;</div> <div>Структурированная кабельная сеть системы во внутренних помещения прокладывается в ПВХ лотке, внешние кабели прокладываются в двухотвестной кабельной канализации в ПНД трубах.</div> <div>3.8 Перечень зданий строений и сооружений объектов капитального строительства подлежащих сносу (демонтажу)</div> <div>В соответствии с заданием на проектирование предусматривается демонтаж</div>					
			<div>ФПИ-109/08/15-ИОС1.1-ПЗ</div>					
Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата			Лист
								52

следующего оборудования:

1. Силовые трансформаторы 40 МВА;
2. Малоприемные чаши;
3. Разъединители 110 кВ;
4. Трансформаторы напряжения 110 кВ;
5. Ограничители перенапряжения 110 кВ;
6. Трансформаторы тока 110 кВ;
7. Реакторы токоограничивающие;
8. Реакторы дугогасящие;
9. Фильтры нулевой последовательности;
10. Изоляторы опорные 35 кВ и 110 кВ;
11. Гирлянды изоляторов 35 кВ и 110 кВ;
12. Демонтаж ошиновки;
13. ВЧ заградитель;
14. Конденсатор связи;
15. Порталы ячейковые и шинные;
16. Демонтаж железобетонных и металлических конструкций.

Ведомость объемов демонтажных работ см. п. 13.

Демонтаж и перенос оборудования производить при помощи автокрана типа КС-45717 (г.п. 25 тонн). Допускается использовать другие грузоподъемные краны, имеющиеся в наличии у подрядной организации.

Автокраны должны устанавливаться на предварительно выполненную площадку.

Все демонтированные металлические конструкции вывозятся на базу строительной организации для дальнейшей переработки/утилизации/передачи в лом (на рассмотрение эксплуатации).

Демонтируемое оборудование передается на склад собственника (эксплуатирующей организации).

Строительный мусор вывозиться на ближайший полигон ТБО по согласованию с заказчиком.

Вывоз демонтированных конструкций, оборудования и строительного мусора осуществлять самосвалами типа КамАЗ – 5308, автомобилями КамАЗ – 65115.

Работы по реконструкции ведутся на территории подстанции, в связи с этим в соответствии с МДС 81-35-2004 к сметной документации должны быть применены коэффициенты: К=1,2 и К=1,15.

3.9 Мероприятия по охране земель на период строительства

При проектировании и проведении строительных работ предусматриваются мероприятия:

- учитывающие особенности инженерно-строительных свойств грунтов,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Вывоз демонтированных конструкций, оборудования и строительного мусора осуществлять самосвалами типа КамАЗ – 5308, автомобилями КамАЗ – 65115.						
			Работы по реконструкции ведутся на территории подстанции, в связи с этим в соответствии с МДС 81-35-2004 к сметной документации должны быть применены коэффициенты: К=1,2 и К=1,15.						
3.9 Мероприятия по охране земель на период строительства									
При проектировании и проведении строительных работ предусматриваются мероприятия:									
– учитывающие особенности инженерно-строительных свойств грунтов,									
						ФПИ-109/08/15-ИОС1.1-ПЗ			Лист
									53
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата				

слагающих площадку

- централизованная поставка материалов и полуфабрикатов
- складирование материалов и отходов предусматривается в специально отведенных оборудованных местах
- вывоз отходов с территории строительства предусматривается своевременно по договорам с лицензированными организациями в места, согласованные госконтрольными органами
- грунт непригодный для обратной засыпки траншеи вывозится на полигон утилизации отходов
- предусмотрены мероприятия, исключающие складирование грунта на газоне.

3.10 Мероприятия по охране земель на период эксплуатации

При эксплуатации объекта в нормальном режиме не происходит воздействия на земельные ресурсы. После окончания работ и окончания обратной засыпки, предусмотрено восстановление поверхности.

Вывод:

На основании «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений», ст.32 при проектировании необходимо обеспечивать предотвращение или минимизацию оказания негативного воздействия на окружающую среду.

Согласно постановления Правительства Российской Федерации 23.02.94 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» и «Основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», утвержденных Приказом Минприроды России и Госкомзема № 525/67 от 22 декабря 1995 г, а также ГОСТ 17.5.1.01-83 «Охрана природы. Рекультивация земель» в проекте, согласно разделу «Проект организации строительства» предусматривается рекультивация полосы, затрагиваемой строительством в полном объеме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.1-ПЗ			54

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 определённому 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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

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-ПЗ

Лист

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), по договорам, стоимость которых по одному договору составляет до 300 000 000 (трехсот миллионов) рублей</p>

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

Приложение стр. 2 из 4

© ООО «Титорафия» «Брянск-2 СПб», СПб, 2015 г. Тираж «0».

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

3

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 4.3. Работы по подготовке проектов внутренних систем диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами 4.4. 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 6.5. Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов 6.6. Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов 6.7. 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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

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 «БОП»

В.А. Серов

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

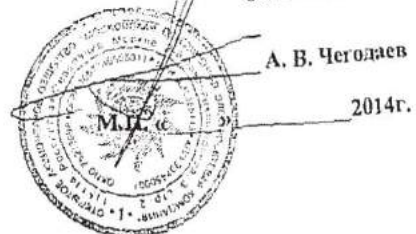
ФПИ-109/08/15-ПЗ

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-ПЗ

Лист

1

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, ВГ80 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-ПЗ

Лист

Расчет электрических режимов в прилегающей к ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь сети 110 кВ и выше для нормальной и ремонтной схем при характерных максимальном и минимальном потреблении района с учетом нормативных возмущений на год ввода и на

перспективу 5 лет.

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.

В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров электрической сети предусмотреть усиление соответствующих участков сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

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.

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.

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.

Раздел «Изоляция, защита от перенапряжений и заземление»

1. Применить для защиты от перенапряжений взрывобезопасные необслуживаемые ОПН 110, 10, 6 кВ с полимерной (силиконовой) изоляцией.

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.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

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

	<p>– 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;</p> <p>– в проекте предусматривать финансирование работ по проверке электромагнитной обстановки на подстанции и устранение выявленных недочётов.</p> <p><u>Раздел «Релейная защита»</u></p> <p>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:</p> <p>– «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем» (РД 153-34.035.648-01);</p> <p>– Распоряжение ОАО «МОЭСК» № 203р от 20.03.2014 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики»;</p> <p>– Распоряжение ОАО «МОЭСК» № 385р от 09.06.2014 года «Об утверждении требований к оформлению схем размещения защит».</p> <p><u>Раздел «Противоаварийная и режимная автоматика»</u></p> <p>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).</p> <p>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»).</p> <p>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</p>
--	---

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

- 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

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

		<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-ПЗ

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

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

14

1.9. Технические средства АСУ ТП ПС должны

		<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

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

16

2.4. Организовать на ПС автоматизированные рабочие

ФПИ-109/08/15-ПЗ

места (АРМ). Количество, функциональность, конфигурацию АРМ и состав периферийного оборудования согласовать в процессе проектирования со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС. Выполнить комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности АСУ ТП ПС. В целях безопасности реализовать KVM-удаленный доступ оперативного персонала к устанавливаемым АРМ. АРМ должны устанавливаться в отдельном помещении с контролируемым ограниченным физическим доступом. Установить на все АРМ антивирусное программное обеспечение.

2.5. Электропитание оборудования АСУ ТП ПС должно осуществляться через собственную систему бесперебойного питания, обеспечивающую автономную работу подключаемого оборудования в течение не менее 2,5 часов. Предусмотреть подключение системы бесперебойного питания АСУ ТП ПС к независимым секциям ЩСН и к подстанционной системе постоянного тока. Решения по организации электропитания АСУ ТП согласовать на этапе проектирования с АСТУ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС.

3. Прием и передача информации (включая оперативную):

3.1. Организовать удаленный доступ к АСУ ТП ПС удаленных АРМ служб РЗА и АСТУ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС. Выполнить комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности организации удаленного доступа. Схему подключения, параметры настроек удаленного доступа, функциональные возможности удаленного АРМ согласовать на этапе проектирования с АСТУ филиала ОАО «МОЭСК» Северные.

3.2. Телесигнализация и телеизмерения.

3.2.1 Для оперативного контроля состояния и режимов работы обеспечить передачу от ПС № «Тополь» до узла доступа на ДП операционной зоны филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС следующего объема телеинформации:

Телесигнализация:

- положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности);
- перегрев силовых трансформаторов;
- сигналы срабатывания устройств РЗА;
- дополнительные сигналы определить в процессе проектирования.

Телеуправление всеми коммутационными аппаратами (при наличии технической возможности) и РПН.

Телеизмерения:

- активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП 110 кВ, высоковольтных выключателях, включая вводные, секционные и шинносоединительные 6, 10 кВ, во всех обмотках силовых трансформаторов;
- напряжения на шинах и секциях;

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

Проектную документацию согласовать с Московским РДУ, перед согласованием дополнить ее схемами организации каналов телемеханики, логической схемой передачи телеинформации и матрицей распределения

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

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

20

Раздел «Учет электрической энергии»

1. Требования к проектированию.

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).

До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнения к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС «Тополь».

Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в филиал ОАО «МОЭСК» - «Энергоучёт».

Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены на ПС «Тополь»:

РУ-110 кВ - на всех реконструируемых линейных, трансформаторных присоединениях при замене измерительных трансформаторов;

РУ-10 кВ - на всех вновь вводимых вводных и отходящих присоединениях;

РУ-6 кВ - на всех реконструируемых присоединениях при замене измерительных трансформаторов;

В качестве приборов учета для вновь вводимых присоединений использовать счетчики электроэнергии типа А1800, для реконструируемых присоединений рассмотреть возможность использования существующих счетчиков.

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.

Конкретные модификации счетчиков и УСПД согласовать с филиалом ОАО «МОЭСК» - «Энергоучёт».

Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС «Тополь» должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом.

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.

Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями:

-Единой системы конструкторской документации ЕСКД;

-ГОСТ 34.201-89, 34.602-89, 34.601-90, 34.603-92 - Комплексы стандартов на автоматизированные системы;

-ГОСТ 24.104-85, 24.701-86 - Система технической документации;

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

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

2. Средства измерений (СИ) показателей качества электрической энергии должны быть внесены в Государственный реестр СИ, иметь сертификат об

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-ПЗ

Лист

25

Раздел «Метрология»

1. В проекте указать типы применяемых средств измерения, их метрологические характеристики (классы точности, коэффициент трансформации, межповерочный интервал) и предприятие - изготовитель.

2. В проекте указать номера Сертификатов об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений РФ) на все используемые средства измерений (электросчётчики, ТТ, ТН, щитовые электроизмерительные приборы и т.д.) или предоставить копии Сертификатов об утверждении типа средств измерений.

3. Средства измерений, поставляемые для оснащения подстанции, должны иметь на момент ввода в эксплуатацию электроустановок действующие оттиски поверительных клейм или свидетельства о поверке (п. 1.7 ПР 50.2.006-94).

4. Предусмотреть установку на присоединениях, подлежащих коммерческому учету, ТТ класса точности не хуже 0,2S (СО 34.35.301-2002 «Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения», разд.1.5) и отдельную измерительную обмотку класса точности не хуже 0,5.

5. Для модернизации и повышения точности измерений предусмотреть в проектом решении цифровые щитовые электроизмерительные приборы класса точности не хуже 0,2. Питание приборов осуществить от цепей постоянного тока 220 В или цепей собственных нужд переменного тока 220 В.

Измерительные приборы подключать к обмоткам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5.

Для измерения силы тока и напряжения по присоединениям установить измерительные приборы (амперметры и вольтметры) с красным цветом индикаторов, габаритами передней панели 120x120 мм, глубиной не более 70 мм, возможностью программирования коэффициента пересчёта через кнопки управления на лицевой панели прибора, возможностью обмена информацией по интерфейсу RS485, поддерживающие протокол Modbus (RTU), наличием аналогового выхода 4-20 мА, потребляемой мощностью не более 4 В*А, возможностью работы при температуре от минус 40 °С до плюс 50 °С, универсальным питанием, 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».

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

26

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 , p , Q , P и $\cos\phi$, степень 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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ПЗ

Лист

27

На основании Приказа от 05.03.2013 г. №185 проводить оформление паспортов на здания и сооружения, как дополнительные технические паспорта к паспортам БТИ на вводимые в эксплуатацию новые здания и сооружения.

		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-ПЗ

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-ПЗ

Приложение В



ПРОТОКОЛ

заседания технического комитета ПАО «МОЭСК»

«28» июля 2016 г.

№ 469

Москва

Председествовал:

Первый заместитель главного
инженера — технический директор

- В.М. Шомесов

Секретарь ТК —

Директор департамента организации
реконструкции и технического развития

- Г.С. Сиденко

Члены технического комитета:

Заместитель технического директора по
высоковольтным сетям

- И.И. Кузнецов

Директор по капитальному строительству

- А.С. Зиновьев

Заместитель главного инженера по организации
ремонтных и реконструктивных работ — директор департамента
управления производственными активами

- Н.В. Дементьев

Заместитель главного инженера по информационно-
технологическим системам и системам связи —
директор департамента развития ТАСУ

- С.Н. Радин

Директор департамента управления крупными
инвестиционными проектами

- С.С. Шкрабляк

Заместитель директора департамента
материально-технического снабжения

- Д.В. Голубев

Приглашенные члены ТК с правом голоса:

Заместитель директора —
главный инженер филиала «ВЭС»

- А.В. Юртаев

Заместитель директора —
главный инженер филиала «Новая Москва»

- С.Б. Бабашкин

Заместитель директора —
главный инженер филиала «СЭС»

- С.А. Иванников

Заместитель директора —
главный инженер филиала «Энергоучет»

- С.Н. Ширгин

Приглашенные члены ТК без права голоса:

Начальник управления контроля за строительством объектов 35-220 кВ

- П.П. Животников

Руководитель дирекции метрологии и контроля качества электроэнергии

- Е.А. Бучкина

Начальник управления эксплуатации ПС

- Е.Б. Парфенов

Ведущий эксперт УРЗиА

- А.А. Пчелин

Главный эксперт департамента электрических режимов

- Д.Г. Скупов

Начальник отдела технической экспертизы и согласований проектной документации

- А.В. Бочарова

Главный специалист отдела технической экспертизы и согласований проектной документации

- Е.Н. Рыжкова

Ведущий специалист отдела технической экспертизы и согласований проектной документации

- Т.Н. Зайцева

Главный специалист отдела технического сопровождения инвестиционной деятельности

- А.А. Амелин

Ведущий специалист отдела технической экспертизы и согласований проектной документации

- А.А. Романов

ООО "ФИНПРОМ-ИНЖИНИРИНГ"

Управляющий проектами

- А.А. Васильев

Главный инженер проекта

- Б.С. Соболев

ООО «ПМП Контакт»

Генеральный директор

- Н.Ю. Дворянцева

ЗАО «Сетьстрой»

Заместитель директора

- О.А. Казаков

Начальник электротехнического отдела

- Д.С. Егорова

На заседании присутствовало 10 из 19 членов ТК.

Кворум имеется.

Повестка дня:

1. Повторное рассмотрение стадии «Основные технические решения» по титулу: «Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ «Тополь».

Докладчик: ООО «Финпром-Инжиниринг».

2. Рассмотрение стадии «Основные технические решения» по титулу: «Реконструкция ПС 220 кВ «Лесная».

Докладчик: ЗАО «Сетьстрой».

3. Рассмотрение стадии «Основные технические решения» по титулу «Установка ИРМ 2х25 МВАр на ПС 110 кВ Радовицы».

Докладчик: ПМП «Контакт».

1.1. СЛУШАЛИ:

1.1.1. Б.С. Соболева касательно оптимизации технических решений по титулу: «Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ «Тополь».

1.2. ОТМЕТИЛИ:

2.2.1. В соответствии с Инвестиционной программой Общества, полная стоимость реконструкции по титулу составляет 426,26 млн. руб. с НДС.

2.2.2. По представленным техническим решениям ООО «ФИНПРОМ-ИНЖИНИРИНГ», стоимость реконструкции составляет:

Вариант 1 – 418, 31 млн. руб. с НДС;

Вариант 2 – 401,13 млн. руб. с НДС.

1.3. РЕШИЛИ:

2.3.1. Принять вариант 2 реконструкции подстанции в следующем объеме:

- Замена существующих силовых трансформаторов с увеличением мощности до 63 МВА и перспективой развития до 80 МВА;
- Замена разъединителей 110 кВ, за исключением шинных разъединителей в цепи Т-1, Т-2 (замененных ранее);
- Замена трансформаторов напряжения на четырехобмоточные;
- Выключатели 110 кВ оставить существующие;
- Сооружение новых шинных мостов от трансформатора до ЗРУ 6 и 10 кВ;
- Установка дугогасящих реакторов;
- Сооружение новых кабельных каналов согласно требованиям ЭМС;
- Реконструкция молниезащиты, освещения, заземления;
- Замена токоограничивающих реакторов 6 и 10 кВ;
- Установка проектируемых ячеек 10 кВ в существующем здании РУ 6 кВ.

2.1. СЛУШАЛИ:

2.1.1. Д.С. Егораева о выделении этапов реконструкции ПС 220 кВ «Лесная» (в соответствии с протокольными решениями предыдущего технического комитета).

2.2. ОТМЕТИЛИ:

2.2.1. На рассмотрение в ПАО «МОЭСК» был представлен варианта ОТР с разбивкой на два этапа:

Первый этап:

- замена двух автотрансформаторов АТ-1, АТ-2 мощностью 125 МВА на АТ мощностью 200 МВА;
- установка двух новых регулировочных трансформаторов по 40 МВА каждый;
- реконструкция ОРУ-220 кВ;
- реконструкция существующего РУ-10 кВ со строительством пристройки к зданию ЗРУ-10 кВ для подключения новых потребителей.
- установка одной аккумуляторной батареи.

Второй этап:

- реконструкция ОРУ-110 кВ;
- установка двух линейных ячеек ОРУ 220 кВ для присоединения КЛ 220 кВ Хованская – Лесная 1, 2;
- установка второй аккумуляторной батареи;
- строительство административно-бытового корпуса (АБК).

2.3. РЕШИЛИ:

2.3.1. Принять технические решения по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ «Лесная» с выделением этапов.

Откорректировать стадию «Основные технические решения», в соответствии с замечаниями технических служб, в рабочем порядке и представить в ПАО «МОЭСК».

Ответственный: Казаков О.А.

Срок: до 01.08.2016г.

2.3.2. Сделать расчет оценки стоимости основного оборудования со сравнительным анализом (не менее трех вариантов) на основании коммерческих предложений заводов-изготовителей и с учетом программы импортозамещения.

Ответственный: Казаков О.А.

Срок: до 11.08.2016г.

2.3.3. Две линейные ячейки для присоединения ЛЭП 220 кВ Лесная – Хованская 1,2 расположить по краям ОРУ-220 кВ и учесть в рамках разработки ПД. Место для установки линейных ячеек предусмотреть на первом этапе, монтаж ячеек произвести на втором этапе.

Ответственный: Казаков О.А.

2.3.4. Этапность перевода присоединений 220 кВ учесть при разработке раздела проектной документации «Проект организации строительства».

Ответственный: Казаков О.А.

3.1. СЛУШАЛИ:

3.1.1. Н.Ю. Дворянцеву о выполнении стадии «Основные технические решения» по титулу: «Установка ИРМ 2х25 МВАр на ПС 110 кВ Радовицы».

3.2. РЕШИЛИ:

3.2.1. Одобрить технические решения стадии «Основные технические решения» по титулу: «Установка ИРМ 2х25 МВАр на ПС 110 кВ «Радовицы» (компоновочное решение размещения ИРМ на ПС 110 кВ «Радовицы» - Вариант № 2).

3.2.2. Доработать и представить на повторное рассмотрение в ПАО «МОЭСК» технико-экономический расчет по оборудованию устанавливаемому на ПС «Радовицы».

При формировании расчета затраты разделить по группам:

-Установка ИРМ;

-Первичное оборудование;

-Вторичное оборудование;
- Связь и телемеханика;
- РЗА;
- Прочее.
Ответственный: Н.Ю. Дворянцева
Срок: до 11.08.2016


3.2.3. Филиалу «Восточные электрические сети» представить Директору департамента организации реконструкции и технического развития обосновывающие материалы по реализации титула: «Установка ИРМ 2х25 МВАр на ПС 110 кВ «Радовицы» (индекс технического состояния подстанции и оборудования, год ввода в эксплуатацию ПС и оборудования, год последнего капитального ремонта оборудования, наличие потребителей и их категоричность, загрузка трансформаторов и оборудования и т.д.).
Ответственный: А.В. Юртаев
Срок: 04.08.2016

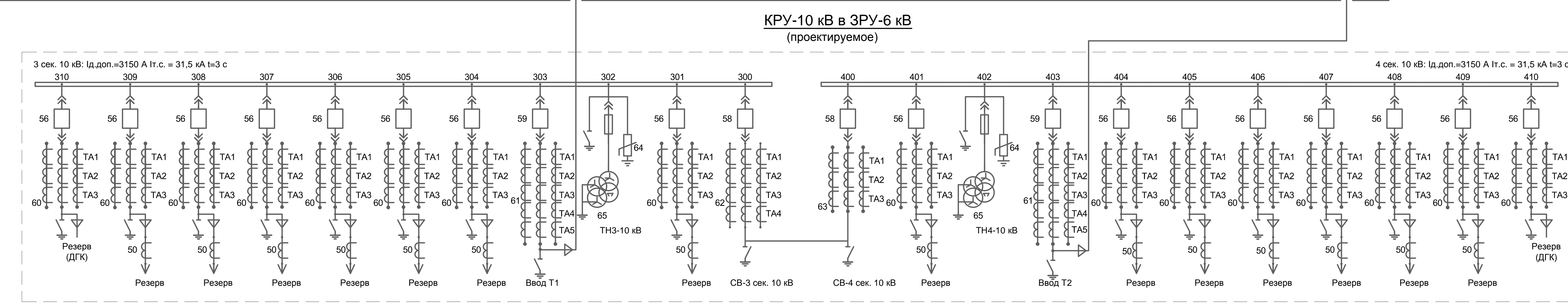
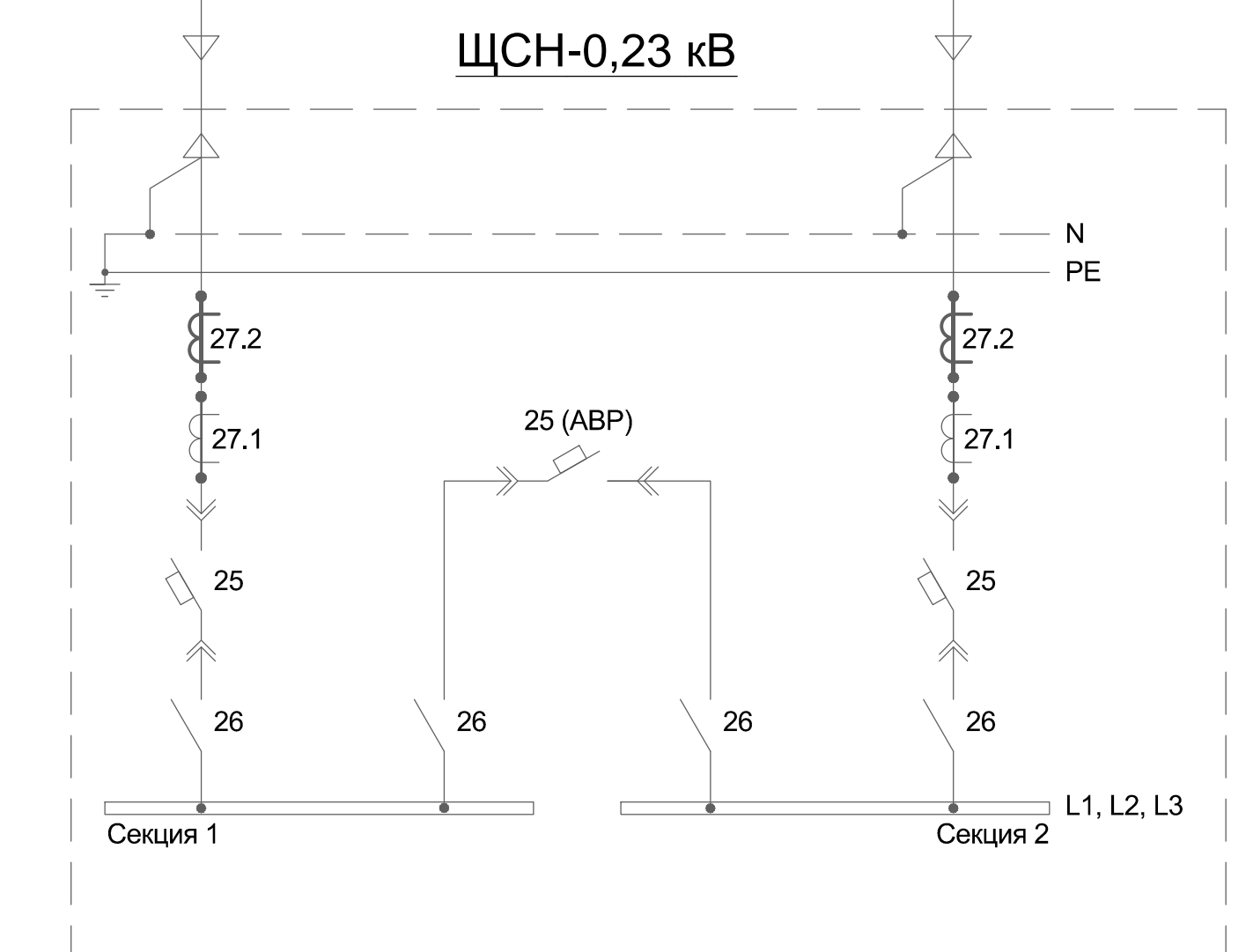
Первый заместитель главного
инженера — технический директор



В.М. Шомесов

Рассылается: участникам ТК, В.Е.Иванову, О.В.Иванову, В.М. Шомесову, А.С.Зиновьеву, С.С.Шкрабляку, Г.С.Сиденко, С.А.Иванникову, А.В.Юртаву, С.Б.Бабашкину, С.Н.Ширгину, М.А.Грибкову, Д.В.Голубеву, В.В.Вычегжанину, Н.В.Дементьеву.


Г.С. Сиденко
(495) 662-40-70 (#50-37)

[illegible]

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	

[illegible]

1. Данные схемы разработаны на основании:
 - Технологической записки на реконструкцию с трансформаторов ТР 110/10 кВ №8 711 Топ №153-1384-1963;
 - Технических условий на реконструкцию ТР 110 кВ Топ №111, от 08.08.2016 №111-1384-1963;
 - Углубленной линейки показаний устанавливаемых оборудования, топкой - сущестующей.
2. В основу проекта положены следующие исходные данные:
 - Расчетная нагрузка на трансформаторы 110/10 кВ составляет 1200 кВА, коэффициент трансформации ОПС-360 на 128 кВ равен, 360/40 А;
 - Средства измерения, поставленные для фиксации нагрузки, должны иметь на момент сдачи проекта допуск в эксплуатацию, а также быть повернуты в установленном порядке, иначе отклонения по величине или значительности о поверки.
 - В основу проекта положены следующие исходные данные (п.1) 1 трансформатора типа обмотки класса топ. 0,25, предельная установка дополнительных секций (п.2) 1 фазу второстепенных трансформаторов топ. 10 кВ.
6. Выходя на напряжение устанавливаемое оборудование: 110 кВ составляет 126 кВ.
7. Выходя выше 610 кВ 1, 2-е прожектора с напряжением переливчатого равновесия мощности до 80 МВт.



**Филиал ПАО «МОЭСК» -
Северные
электрические сети**

Северные электрические сети – филиал Публичного акционерного общества
«Московская объединенная электросетевая компания»
(СЭС – филиал ПАО «МОЭСК»)
ул. Руставели, д. 2 г. Москва, 127254
Тел.: (495) 639 9523, факс: (495) 610 8075, www.moesk.ru, e-mail: ses@moesk.ru

28 НОЯ 2017

№

СЭС/ОЗ/1577

На №

от

Заместителю генерального
директора
ООО «ФИНПРОМ-
ИНЖИНИРИНГ»
В.А. Арефинкину

О рассмотрении документации

Уважаемый Валерий Александрович!

Северные электрические сети – филиал ПАО «МОЭСК» рассмотрели в электронном виде в программе Архив ПСД рабочую документацию по титулу: «Реконструкция ПС № 711 «Тополь» в следующем объеме:

**ПС 110/10/6 №711 «Тополь». ОРУ-110 кВ. Релейная защита и автоматика.
ФПИ-109/08/15-РЗА** – не согласовано до устранения следующих замечаний:

- Пояснить шунтирование автоматов SF.
- На схеме и в спецификации оборудования типы терминалов РЗА должны соответствовать утверждённой схеме РЗА.
- Для схем АУВ добавить перечень вторичных элементов.
- Замечания по схемам ДЗЛ аналогичны ранее выданным для ДЗЛ со стороны ПС «Хвойная».
- Лист 2.1. Показать цепи питания терминалов фазы "В" и "С".
- Лист 2.4. Использовать обозначение СВ.
- Лист 2.6-2.9. Убрать опечатки в названиях выключателей.
- Лист 2.8, 2.6. Скорректировать пояснительную схему в соответствии со схемой РЗА.
- Лист 2.8, 2.9. Скорректировать информацию по промежуточным реле.
- Лист 2.10, 2.11. Скорректировать наименование панели 2У.
- Лист 2.13-2.20. Пояснить наличие данных схем.
- Замечания по 2-му комплекту ДЗШ аналогичны 1-му комплекту.
- Схемы УРОВ необходимо полностью переработать.
- Лист 5. Пояснить состав защит действующих на блокировку АПВ.
- Исправить опечатки.
- Схемы КЗС переделать полностью.
- Лист 10.11, 11.11. Добавить SB4, SA14, SA15.
- Листы 26 представлены два раза.
- Схема ОБР 110 кВ выполнена не информативно и выполнить проверку правильности не представляется возможным.

– Ввиду большого количества замечания, при повторном рассмотрении возможна выдача новых замечаний, которые не были выявлены ранее.

Следующая рабочая документация согласована без замечаний:

1. ПС 110/10/6 №711 «Тополь» Опросные листы. ФПИ-109/08/15-ПЗ. Общая пояснительная записка.
2. ПС 110/10/6 №711 «Тополь». ОРУ - 110 кВ Опросные листы. ФПИ-109/08/15-РЗА.ОЛ.

Заместитель директора –
главный инженер


С.Т. Андрус

О.П. Кондусов
(499) 608-97-50

