

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

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

Заказчик: Северные электрические сети –
филиал ПАО «МОЭСК»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1.3. Автоматизированная система управлением технологическим процессом

(Разработчик ООО «Финпром-Инжиниринг»)

ФПИ-109/08/15-ИОС1.3

Том 5.1.3

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

**«Реконструкция с заменой трансформаторов
ПС 110/10/6 кВ № 711 «Тополь»**Заказчик: Северные электрические сети –
филиал ПАО «МОЭСК»**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ****Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, сетях инженерно-
технологического обеспечения, перечень инженерно-технических
мероприятий, содержание технологических решений****Подраздел 1.3. Автоматизированная система управлением
технологическим процессом**

(Разработчик ООО «Финпром-Инжиниринг»)

ФПИ-109/08/15-ИОС1.3**Том 5.1.3**

Главный инженер проекта

Заместитель генерального
директора по проектированию

Б.С. Соболев

А.С. Клименко

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Состав проектной документации

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

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

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

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

Взам. инв.№	Подп. и дата	Приложение В						Технические условия на присоединения каналов						На 14 листах											
								прямой диспетчерской связи и передачи																	
								телеинформации с объектов электроэнергетики																	
								ОАО «МОЭСК» к диспетчерскому коммутатору и																	
								ЦППС Московского РДУ, с учетом изменений №3																	
Изм	Кол.	Лист	№до	Подпись	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3-С												Лист							
																		1							

Обозначение	Наименование	Примечание
ФПИ-109/08/15-СП	Состав проекта	
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.С	Содержание тома	2
	Текстовая часть:	
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Пояснительная записка	4
	Графическая часть:	
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.1	Схема сбора сигналов АСУ ТП	29
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.2	Схема структурная АСУ ТП	30
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.3	Схема структурная питания АСУ ТП	31
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.4	План размещения оборудования АСУ ТП	33
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.5	Общий вид шкафа ШЭБП	35
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.6	Общий вид шкафа ШЭСУ	36
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.7	Общий вид шкафа ССПИ №1	37
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.8	Общий вид шкафа ССПИ №2	38
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 л.9	Общий вид шкафа ССПИ №3 (4, 5, 6, 7, 8)	39
	Прилагаемые документы:	
Приложение А	Организационно-технические документы СРО	На 5 листах
	№ 0423-2017-7842342777-06 от 17.02.2017 г.	
Приложение Б	Техническое задание ОАО «МОЭСК» ОАО	На 32 листах
	«МОЭСК» № 153-13/ЧА-1363 от	
	11.07.2014 г.	
Приложение В	Технические условия на присоединения каналов	На 14 листах
	прямой диспетчерской связи и передачи	
	телеинформации с объектов электроэнергетики	
	ОАО «МОЭСК» к диспетчерскому коммутатору и	
	ЦППС Московского РДУ, с учетом изменений №3	

		Обозначение						Наименование	
								Примечание	
								от 16.03.2015	
		Приложение Г						Перечни телеизмерений, телесигнализации,	
								На 13 листах	
								телеуправления и аварийно-предупредительной	
								телесигнализации, планируемые к передаче от ПС	
								110 кВ Тополь в направлении ДП ЦУС ПАО	
								"МОЭСК" по титулу: "Реконструкция с заменой	
								трансформаторов ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь"	
		Приложение Д						Перечни телеизмерений, телесигнализации и	
								На 3 листах	
								аварийно-предупредительной телесигнализации,	
								планируемые к передаче от ПС 110 кВ Тополь	
								ПАО "МОЭСК" на ДП филиала ОАО "СО ЕЭС"	
								Московское РДУ ретрансляцией через ЦУС ПАО	
								"МОЭСК", после реализации титула	
								"Реконструкция с заменой трансформаторов ПС	
								110/10/6 кВ №711 Тополь"	
		Приложение Е						Перечень видеокадров АСУ ТП	
								На 1 листе	
		Приложение Ж						Перечень строительно-монтажных работ	
								На 5 листах	
								по АСУ ТП	
		Приложение З						Программа комплексных испытаний АСУ ТП	
								На 4 листах	
		Приложение И						Нормальная схема электрических соединений ПС 110 кВ Тополь № 711	
		Приложение К						Схема передачи телеинформации	
		Приложение Л						Матрица информационных потоков	
		Приложение М						Логическая схема передачи телеинформации	
		Приложение Н						Схема организации каналов ТМ на ДП	
								Московского РДУ	
		Приложение О						Схема электропитания СДТУ	
		ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.СО						Спецификация оборудования,	
								На 3 листах	
								изделий и материалов	
Взам. инв. №	Подп. и дата								
Изм	Кол.	Лист	№ до	Подпись	Дата				Лист
									2

— выполнения контроля и управления электротехническим оборудованием в реальном масштабе времени, мониторинга, диагностики и прогнозирования технического состояния оборудования, снижения потерь за счет выявления оборудования, предрасположенного к повышению аварийности, путем анализа ретроспективной информации;

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист
							2
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- снижения затрат на эксплуатационное обслуживание оборудования и его систем управления, продления межремонтных периодов оборудования за счет автоматизации контроля ресурса оборудования;
- единой информационной технологии распределенной многоуровневой системы управления АСУ ТП на каждом уровне управления всех типов оборудования ПС 110 кВ «Красный Октябрь»;
- повышения надежности и эффективности систем управления благодаря использованию новых возможностей, предоставляемых микропроцессорной техникой.

АСУ ТП, таким образом, становится главным средством ведения оперативным персоналом технологического процесса, обеспечивающим требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации основного оборудования во всех режимах функционирования ПС 110/10/6 кВ №711 «Тополь». Кроме того, АСУ ТП должна стать средством интеграции в едином информационном пространстве всех информационно-технологических систем ПС 110/10/6 кВ №711 «Тополь» (РЗА и РАС). Интеграция в АСУ ТП позволит уменьшить общую стоимость системы управления (за счет совместного использования различных ресурсов: сетевых устройств, архива, средств отображения, подсистемы единого времени и т.д.), а также увеличить удобство и безаварийность эксплуатации за счет единого интерфейса средств управления на АРМ оперативного персонала.

АСУ ТП становится системой нижнего уровня в рамках иерархической системы диспетчерского управления информационными системами филиала ОАО «МОЭСК» Северной ЭС, снабжая высшие уровни иерархии полной и достоверной информацией о функционировании оборудования ПС 110/10/6 кВ №711 «Тополь».

1.2 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 1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ</div>						Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата					3

Таблица 1 – 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	+		
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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	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				
						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ						Лист
												4
Изм.	Копуч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата							

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол.	контроль	управление	Примечание
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	
-----------------------------	--------	-----	---	----------	--

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

Изм.	Копуч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ

Лист

5

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:

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 управления фиксируются в протоколе событий контроллера присоединения,

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

Изм.	Копуч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ

Лист

6

Тип КА	Вид и место управления	Примечание
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	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 ФПИ-109/08/15-ИОС1.2 "Релейная защита и автоматика".

1.3 Смежные системы. Задачи обеспечения информационных взаимосвязей и интеграции с АСУ ТП

Основные информационно-технологические (в том числе управляющие), инженерные и вспомогательные системы на ПС 110 кВ Тополь с релейной защитой, автоматики и управления (РЗА).

2 Функции АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь

2.1 Основные информационные и управляющие функции АСУ ТП

АСУ ТП строится как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, работающая в режиме реального времени, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист 7
Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		
Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

В целом функциональная структура АСУ ТП строится на базе создаваемой в ее составе единой микропроцессорной системы измерений, обработки, передачи и хранения информации о нормальных и аварийных режимах, включая регистрацию аварийных режимов и процессов, а также интеграцию программно-технических средств смежной системы РЗА.

Основные функции (функциональные подсистемы) АСУ ТП подразделяются на две группы: технологические и общесистемные.

2.1.1 Технологические функций АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь

Измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования.

Контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран АРМ.

Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС 110 кВ Тополь (контроль и визуализация состояния оборудования ПС) отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы.

Автоматизированное управление оборудованием ПС 110 кВ Тополь, в том числе коммутационной аппаратурой ПС 110 кВ Тополь (существующими выключателями 110 кВ, вновь устанавливаемыми выключателями, разъединителями и заземляющими ножами оснащенными электроприводами, РПН, технологическое оборудование).

Удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, АСУ ТП: переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др. Предусмотрено управление устанавливаемым выключателем, разъединителями и заземляющими ножами (при наличие электроприводов) с АРМ оперативно-диспетчерского персонала в ДП Северной оперативной зоны филиала «МОЭСК» Северные ЭС, далее по проекту ДП СОЗ (при переходе ПС 110 кВ Тополь на работу без постоянного обслуживающего персонала).

Контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления.

Программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА).

Технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация, обработка.

Регистрация аварийных событий собственными средствами и посредством информационного обмена с автономными системами РЗА и РАС.

Фиксация результатов определения места повреждения на ВЛ 110 кВ (ОМП) путем получения, архивирования и представления данных от автономных устройств ОМП ВЛ 110 кВ.

Информационное взаимодействие с имеющимися на ПС 110 кВ автономными цифровыми системами (РЗА, РАС и ОМП) по стандартным протоколам.

Обмен оперативной информацией с ДП СОЗ, Московским РДУ в соответствии с действующими НТД по выбору видов и объемов телеинформации при проектировании систем

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №							Лист	
										8
Изм.	Копуч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ				

сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления.

Обмен неоперативной технологической информацией с ДП СОЗ в соответствии с действующими НТД по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления.

Контроль уровней напряжения 110, 10, 6 кВ на шинах подстанции. Интегрированный учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения.

Мониторинг работы первичного оборудования. Учет ресурса коммутационного оборудования.

2.1.2 Общесистемных функции АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь

Организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни.

Тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации.

Синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных устройств РЗА по сигналам системы единого времени.

Архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени.

Защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям.

Документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала.

Автоматизированное проектирование, программирование и конфигурирование.

2.2 Регистрация аварийных режимов

Функция предназначена для фиксации, накопления, анализа и представления информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций на основном электрооборудовании ПС 110 кВ Тополь и прилегающих участках электрических сетей.

2.3 Контроль текущего состояния электрооборудования

Под контролем состояния электрооборудования, в общем случае, понимается обеспечение возможности оперативного контроля и ретроспективного анализа основных параметров, характеризующих состояние силового электрооборудования.

При построении АСУ ТП подстанции контроль состояния электрооборудования должен быть организован для следующих видов основного оборудования:

- трансформаторы;
- выключатели;
- разъединители;
- измерительные трансформаторы тока;

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ					
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ					
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ					

Лист
9

— измерительные трансформаторы напряжения.

2.4 Определение места повреждения (ОМП) на отходящих ВЛ 110 кВ

Для определения места повреждения на отходящих линиях 110 кВ предусматривается использовать автономные системы ОМП. При этом погрешность, вносимая устройствами определения места повреждения на ВЛ, не должна превышать 1%. Устройствами автономных систем ОМП:

- определение поврежденного присоединения, поврежденных фаз, параметров электрической сети в момент К.З. (3U0, 3I0);
- определение места повреждения на ВЛ 110 кВ (в км);
- передача факта повреждения и значения вычисленного расстояния до места повреждения в АСУ ТП.

2.5 Обмен информацией АСУ ТП с высшими уровнями иерархии управления

Средствами проектируемого ПТК АСУ ТП обеспечивается подготовка технологической информации, используемой высшими уровнями оперативно-диспетчерского управления, и передачи подготовленной информации соответствующим абонентам (ДП СОЗ и Московское РДУ). Для передачи из АСУ ТП формируется информация о текущем режиме и состоянии основного электротехнического оборудования ПС 110 кВ Тополь.

Состав и объемы вновь вводимой передаваемой телеинформации расширяемой части АСУ ТП, выполнены согласно действующих отраслевых нормативно-технических документов, в том числе:

— обмен оперативной информацией с ДП СОЗ, Московским РДУ в соответствии с действующими НТД по выбору видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. Передача выполняется контроллерами ТМ;

— обмен неоперативной технологической информацией с ДП СОЗ в соответствии с действующими НТД по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления. Передача выполняется с помощью подсистемы ССПТИ.

АСУ ТП должна отвечать техническим требованиям к системе обмена технологической информации (СОТИ) объекта электросетевого хозяйства с автоматизированной системой Системного оператора (АССО) – Приложение №1 к Положению об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	<p>ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ</p>						Лист
									10
Изм.	Копуч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата				

2.6 Синхронизация компонентов ПТК АСУ ТП

Метка времени событий должна присваиваться во вновь вводимых устройствах нижнего уровня (контроллерах, МП терминалах РЗА и АСУ ТП).

2.7 Тестирование и самодиагностика компонентов ПТК

Диагностирование системы в целом и ее каждого отдельного компонента должно выполняться непрерывно и автоматически в течение всего времени работы ПТК АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь во всех эксплуатационных режимах.

В объем диагностируемых средств должны входить: устройства АСУ ТП, ТМ, средства коммуникаций, все интегрируемые автономные системы и программное обеспечение АСУ ТП.

2.8 Формирование документов

Из информации, накапливаемой в архиве системы при решении отдельных задач АСУ ТП структурируемой хронологически и по ряду других признаков (вид оборудования, тип событий и т.д.), в соответствии с требованиями эксплуатационных инструкций средствами системы должны формироваться и распечатываться различные документы, характеризующие технологический процесс подстанции, в том числе:

- суточная ведомость режимов (содержащая определенное количество электротехнических параметров режима, по каждому из которых в течение смены фиксируются с заданной периодичностью усредненные значения);
- ведомость технологических событий;
- ведомость параметров, отклонившихся от предельных длительно-допустимых значений;
- ведомость недостоверных параметров перечень устройств, имеющих положение, отличное от нормального;
- перечень установленных переносных заземлений и др.

Документы формируются автоматически, с заданной периодичностью и выводятся на печать в определенные моменты времени (смена, сутки и т.д.) или в произвольные моменты времени по запросу персонала.

Перечень регистрируемых и архивируемых данных и их атрибутов, а также перечень формируемых документов, их форма и состав выводимой в них информации определяются при разработке рабочей документации АСУТП.

2.9 Информационная безопасность

Программно-технические средства АСУ ТП по условиям функционирования обеспечивают защиту информации от несанкционированного доступа и сохранность информации в процессе ее хранения на машинных носителях (ГОСТ Р 51725.6-2002, ГОСТ Р 50739-95).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	<p style="text-align: center;">ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ</p>						Лист
									11
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Защита информации в АСУ ТП осуществляется выполнением комплекса мероприятий по предотвращению:

- несанкционированного доступа к информации;
- преднамеренных программно-технических воздействий с целью уничтожения или искажения информации в процессе ее обработки, передачи и хранения.

Защита информации от несанкционированного доступа обеспечивается применением программно-аппаратных средств защиты:

- сегментированием локальных вычислительных сетей;
- использованием программных (Firewall) и аппаратных (маршрутизатор) межсетевых экранов;
- отделением "технологических" сетей каждой из подсистем АСУ ТП от ЛВС коллективного пользования (Internet, Intranet, ЛВС предприятия);
- системой паролей, в том числе обеспечением гарантированного разграничения доступа к информации (по уровням ответственности);
- регистрацией событий, имеющих отношение к защищенности информации (попытки записи, редактирования, удаления информации);
- обеспечением доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля, а также с фиксацией в журнале событий попыток неудачного (неверный логин/пароль) входа в систему.

Дополнительными мерами защиты информации от несанкционированного доступа являются:

- установка пароля на доступ к BIOS АРМов и серверов АСУ ТП (пароли передаются в службу АСТУиТМ филиала СЭС ПАО "МОЭСК");
- удаление USB-устройств из списка загрузочных устройств в BIOS АРМов и серверов АСУ ТП;
- фиксация в журнале событий даты и времени открытия/закрытия дверей шкафов АСУ ТП.

Защита информации от преднамеренных программно-технических воздействий с целью ее уничтожения или искажения в процессе обработки, передачи и хранения обеспечивается применением:

- резервирования технических средств АСУ ТП (резервирование АРМов и серверов), а также применением резервированных носителей информации в их составе – применением дисковых массивов (Raid Array);
- применением программных средств, препятствующим функционированию вредоносного программного кода (антивирусная защита).

Для обеспечения безопасности данных от действия вредоносного ПО на АРМах и серверах АСУ ТП устанавливается антивирусное ПО, решающее следующие задачи:

- проверка информации в режиме реального времени (постоянная проверка);
- проверка по требованию – пользователь лично указывает файлы, каталоги или области диска для проверки и время проверки;
- проверка всех внешних носителей информации, таких как дискеты, компакт диски, flash-накопители каждый раз перед чтением информации с них, а также весь жесткий диск не реже одного раза в неделю.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	<p>- применением программных средств, препятствующим функционированию вредоносного программного кода (антивирусная защита).</p> <p>Для обеспечения безопасности данных от действия вредоносного ПО на АРМах и серверах АСУ ТП устанавливается антивирусное ПО, решающее следующие задачи:</p> <ul style="list-style-type: none">- проверка информации в режиме реального времени (постоянная проверка);- проверка по требованию – пользователь лично указывает файлы, каталоги или области диска для проверки и время проверки;- проверка всех внешних носителей информации, таких как дискеты, компакт диски, flash-накопители каждый раз перед чтением информации с них, а также весь жесткий диск не реже одного раза в неделю.					
			Изм.	Копуч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата
ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ						Лист		
						12		

Для решения указанных задач антивирусная защита обладает следующим функциональным составом:

- сигнатурный анализ (однозначная идентификация наличия вируса в файле);
- эвристический анализ (поиск вирусов, похожих на известные, возможность обнаружить новые вирусы еще до того, как для них будут выделены сигнатуры; поиск вирусов, выполняющих подозрительные действия, выделение основных вредоносных действий (удаление файла, запись в файл т.д.);
- модуль обновления, обеспечивающий возможность обновления антивирусных баз, сигнатур и версий антивирусного программного обеспечения без прямого доступа к сети Интернет (для эффективной работы антивирусной защиты необходимо обеспечить регулярное обновление антивирусных баз);
- модуль планирования (позволяет настроить время для проверки всего компьютера на наличие вирусов и обновлять антивирусную базу);
- модуль управления настройками антивируса;
- карантин (позволяет защитить информацию и оборудование от возможной потери данных в результате действий антивируса).

Для надежного функционирования антивирусной защиты необходимо обеспечение комплекса организационных действий:

- своевременную установку последних обновлений для используемого программного обеспечения (операционной системы);
- проверку отключенного состояния всех отключенных внешних носителей информации;
- проверку отключенного состояния функции автозапуска внешних носителей информации;
- проверку включенного состояния постоянной проверки антивируса;
- постоянную проверку актуальности текущих используемых антивирусных баз.

3 Информационное обеспечение АСУ ТП

В данном пункте приведены основные технические решения и требования по составу входной информации (аналоговой и дискретной), поступающей в ПТК АСУ ТП от оборудования подстанции и от устройств смежной автономной системы РЗА и выходной информации АСУТП (команды управления).

Основные общие решения:

- от вновь вводимых МП терминалов РЗА вводятся дискретные сигналы: срабатывания и неисправности МП устройств и положения устройств вторичной коммутации, установленных в шкафах РЗА (режимные ключи, накладки, тест-блоки, автоматы оперативного тока, ключ группы уставок);
- от коммутационного оборудования (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, автоматов) вводятся дискретные сигналы положения от сигнальных контактов (блок-контактов);
- дискретные сигналы неисправности системы вводятся «сухим контактом» от оборудования самостоятельных систем пожаротушения и пожарной сигнализации, а также контроля доступа на территорию и в помещения подстанции в АСУ ТП ввод объемов сигналов и отображение соответствующей информации на АРМ оперативного (оперативно-диспетчерского) персонала.

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	<div>ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ</div>	Лист
										13

Перечни аналоговых и дискретных сигналов контролируемых параметров должны обеспечить выполнение всех технологических функций АСУ ТП. Исключение составляют лишь функции подсистем РАС и ОМП, для которых требования к составу измеряемых параметров приведены выше.

Учитывая приблизительный характер приведенных ниже перечней входной/выходной информации, при определении количества сигналов должен быть предусмотрен резерв для всех видов сигналов не менее 15%.

4 Основные технические решения по составу и структуре АСУ ТП

Проектируемый программно-технический комплекс (ПТК) АСУ ТП ПС 110 кВ «Тополь» строится на базе современных и эффективных средств вычислительной техники и микропроцессорных устройств, фирмы производителя ООО «ПиЭлСи технолоджи». Создаваемая АСУ ТП строится двухуровневой распределенной человеко-машинной системой, состоящей из верхнего и нижнего уровней. Нижний уровень АСУ ТП строится на модулях сбора/вывода дискретных сигналов и средств измерения аналоговых сигналов, и сетевых коммутаторов. Верхний уровень выполняет сбор информации от устройств нижнего уровня, передачу технологической информации в ДП СОЗ и Московским РДУ, архивирование данных на серверах АСУ ТП и представление технологической информации инженерному персоналу на соответствующий АРМ. Для информационного обмена между устройствами АСУ ТП, РЗА, РАС, ОМП и т.п. строится двухсегментная локально вычислительная сеть (ЛВС) по стандарту связи Ethernet (Base1000TX и Base100TX), на базе сетевых коммутаторов АСУ ТП и по интерфейсу RS-485 для опроса устройств АСУ ТП, РЗА на базе контроллеров АСУ ТП. Обмен информацией между устройствами АСУ ТП и автономными системами по стандарту связи Ethernet выполняется по протоколам семейства МЭК (МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104), по интерфейсу RS-485 обмен информацией выполняется по протоколам МЭК 60870-5-101 и Modbus RTU.

Проектируемая двухуровневая АСУ ТП распределенная человеко-машинная система, работающая в режиме реального времени во всех режимах эксплуатации технологического процесса ПС 110 кВ «Тополь».

Структурная схема АСУ ТП ПС 110 кВ «Тополь» приведена в графической части ФПИ-109/08/15-ИОС1.3 лист 2. Состав устройств нижнего уровня и выполняемые функции и задачи данными проектируемыми устройствами ПТК приведены в пункте 4.1. Состав устройств верхнего уровня и выполняемые функции и задачи данными проектируемыми устройствами ПТК приведены в пункте 4.2.

4.1 Нижний уровень АСУ ТП

Устройства нижнего уровня выполняют измерение, сбор, обработку аналоговой и дискретной информации и формирование сигналов управления (автоматике управления) и терминалам РЗА. Терминалы РЗА должны отвечать всем требованиям, предъявляемым к контроллерам АСУ ТП.

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист
							14

Устройства нижнего уровня выполняющие измерение, сбора и обработки аналоговой и дискретной информации (модули измерения аналоговой информации TOPAZ ТМ PM7-PR, модули входных и выходных дискретных сигналов TOPAZ ТМ MTU3-PR), устройства смежных систем, интегрированных в АСУ ТП.

Выполняется измерение, сбор, обработки аналоговой и дискретной информации и формирование сигналов управления по присоединениям с применением устройств АСУ ТП TOPAZ ТМ PM7-PR, TOPAZ ТМ MTU3-PR и устройств автономных систем РЗА, РАС и ОМП устанавливаемых на присоединениях 6, 10, 110 кВ.

Интегрируемые в АСУ ТП устройства осуществляющие сбор дискретной информации по присоединениям 110, 10, 6 кВ и средства измерения осуществляющие измерение аналоговых величин измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения класса напряжения 110, 10, 6 кВ должны отвечать требованиям устройств нижнего уровня АСУ ТП и действующим НТД ОАО "МОЭСК".

4.1.1 Контроллеры нижнего уровня

Контроллеры АСУ ТП нижнего уровня выполняют следующее:

- измерение, преобразование, сбор и обработку аналоговой и дискретной информации по присоединению от вторичных обмоток трансформатора тока и напряжения, блок-контактов первичного оборудования, контактов реле автономных систем РЗА, ОМП, РАС, датчиков температуры;
- формируют команды управления КА вновь устанавливаемых разъединителей и заземляющих ножей присоединений 110 кВ;
- обмен информацией с терминалами РЗА, ОМП и РАС, с устройствами АСУ ТП среднего уровня с использованием протокола МЭК 61850-8, МЭК 60870-5-101 и Modbus RTU;
- резервное управление КА выключателями 110 кВ (существующими) и 10, 6 кВ (вновь вводимыми) при неисправности средств верхнего уровня.

Контроллеры присоединений АСУ ТП формируется из контроллера TOPAZ IEC DAS E2R8, модулей управления ячейкой TOPAZ ТМ MTU3-PR и модулей измерения электрических параметров TOPAZ ТМ PM7-PR. Контроллеры TOPAZ IEC DAS E2R8 имеют дублированные модули Ethernet для подключения к ЛВС верхнего уровня АСУ ТП.

Модули выполняющие функции измерения, преобразования (вычисление, округление и т.п.) измеряемых величин TOPAZ ТМ PM7-PR являются средствами измерений (СИ) и соответствуют требованиям Положения о технической политике ОАО «МОЭСК», предъявляемым к СИ.

Средства измерений в составе контроллеров присоединения АСУ ТП осуществляют измерение с присвоением метки времени, оценку достоверности и обработку аналоговых сигналов. В ходе первичной обработки информации выполняют:

- масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в именованных единицах с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН и т.д.);
- вычисление расчетных величин.

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист	
								15

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Изм.	
------	--

Устройства нижнего уровня, в том числе устройства РЗА, ОМП и РАС подключаются к дублированной ЛВС нижнего уровня АСУ ТП по дублированным каналам передачи данных. Подключаемые устройства автономных систем должны быть снабжены набором портов со стандартными интерфейсами и поддерживать протоколы для обеспечения передачи информации с меткой времени.

4.1.2 Организация измерения, сбор и обработка аналоговой и дискретной информации на нижнем уровне

Измерение, сбор и обработка аналоговой и дискретной информации в АСУ ТП выполняется следующими способами:

— измерительные цепи трансформатора тока (ток вторичной обмотки 5А) и напряжения (напряжение вторичной обмотки ~ 100 В) вводятся в устройства СИ АСУ ТП (ТОРАЗ ТМ РМ7-РР), сертифицированные как средства измерения. Метка времени присваивается в устройстве, принимающем измеряемый сигнал;

— погрешность, вносимая устанавливаемым СИ АСУ ТП (включая влияние ПО, реализующего алгоритмы вычисления/преобразования) в измерения токов, напряжений, активной и реактивной мощности, не должна быть более 0,5 % в диапазоне значений от 1 % до 120 % от номинального значения (5А, 100 В);

— для сбора дискретных сигналов предусмотрены модули ТОРАЗ ТМ MTU3-РР и устанавливаемые терминал РЗА, сигналы вводятся контрольным экранированным кабелем, сигналами типа «сухой» контакт. Метка времени присваивается непосредственно в модулях ТОРАЗ ТМ MTU3-РР и терминалах РЗА.

При первичной обработке дискретных сигналов выполняется следующее:

— устранение влияния «дребезга», возникающее при замыкании/размыкании контактов;

— присвоение меток времени вновь вводимым дискретным сигналам с точностью, обеспечивающей однозначное распознавание технологических ситуаций при анализе, в частности, двух последовательных переключений коммутационного аппарата наивысшего быстродействия, точность фиксации времени событий не хуже 1 мс;

— дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов (КА) проверяются на достоверность путем введения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесенных к одному состоянию КА. Состояние КА при этом соответствует следующей таблице:

Положение блок - контакта	Состояние КА
Замыкающий БК - замкнут Размыкающий БК - разомкнут	Включен
Замыкающий БК - разомкнут Размыкающий БК - замкнут	Отключен
Замыкающий БК - разомкнут Размыкающий БК - разомкнут	Промежуточное положение (по истечении заданного

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист
							16

Положение блок - контакта	Состояние КА
	интервала времени - неисправность)
Замыкающий БК - замкнут Размыкающий БК - замкнут	Неисправность (БК), положение КА не определено

— для питания «сухих» контактов присоединений 110 кВ используется напряжение 220 В постоянного тока СОПТ;

— для питания «сухих» контактов присоединений 6, 10 кВ используется напряжение 24 В постоянного тока;

— отслеживается время нахождения КА в промежуточном положении при выполнении команд отключения и включения, по истечении допустимого по заводским данным времени формируется состояние «неисправность».

Функция АСУ ТП «Обмен информацией с другими уровнями иерархии управления» в соответствии с требованиями ПУЭ и ОАО «СО ЕЭС» о выдаче информации «без промежуточной обработки (напрямую)», а также для сохранения её независимости от работоспособности средств верхнего уровня АСУ ТП, реализуется на нижнем уровне устройствами: контроллерами (основной/резервный) ТМ TOPAZ IEC DAS MX240 E6R4.

Контроллеры ТМ нижнего уровня резервируемые, промышленного исполнения, имеют дублированные модули цифрового обмена (Industrial) Ethernet в соответствии с требованиями стандарта ISO Ethernet IEEE 802/3, набор разъемов для подключения устройств (не поддерживающих стандарт связи Ethernet) по стандартным интерфейсам RS-232, RS-485 и др. Допускается установка обоих комплектов контроллеров ТМ в один шкаф.

Диагностика и сигнализация контроллеров среднего уровня должна показывать состояние блоков питания (пропадание напряжения на входах), статус сетевого взаимодействия по всем подключенным разъемам, температурный режим с выдачей информации в SCADA - систему.

ЛВС нижнего уровня АСУ ТП служит для централизованного сбора информации с устройств нижнего уровня (контроллеры присоединения АСУ ТП, контроллеры ТМ, устройства автономных систем РЗА, ОМП и РАС) с последующей передачей сигналов резервированным серверам АСУ ТП.

4.1.3 Подсистема организации единого времени

В состав АСУ ТП входит резервируемая СОЕВ, реализуемая на серверах точного времени TOPAZ PTS 100 №1(№2) и антеннах GPS/ГЛОНАСС. СОЕВ выполняет синхронизацию системного времени всех устройств комплекса АСУ ТП и оборудования интегрируемых автономных цифровых систем (РЗА и т.п.) ПС 110 кВ Тополь.

Подсистема единого времени должна обеспечивать точность синхронизации не хуже 1 мс, включать в себя программные и технические средства, обеспечивающие прием сигналов точного времени от внешнего источника GPS/ГЛОНАСС.

Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист
							17

Подсистема единого времени должна поддерживать протокол NTP, должна поддерживаться функция самовосстановления при рассогласовании часов.

Диагностика и сигнализация СОЕВ контролирует работу по поддержанию системного времени по отношению к внешнему источнику, самовосстановление при рассогласовании часов, исправность основного и резервного комплектов подсистемы, основной или резервный комплект в работе по синхронизации ПТК, а также пропадание, восстановление сигнала внешнего источника GPS/ГЛОНАСС с выдачей информации в SCADA-систему.

4.2 Верхний уровень АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь

Для выполнения функций верхнего уровня АСУ ТП предусмотрены резервируемые сервера, с двумя блоками питания, подключенными к основному и резервному вводам питания. Серверы комплектуются дублированным Ethernet-интерфейсом, подключенным к различным коммутаторам ЛВС.

Предусмотрена установка основного и резервного комплекта серверного оборудования в один шкаф, предусмотрена схема резервирования, и при условии возможности отдельного вывода из работы полуккомплектов.

ЛВС верхнего уровня АСУ ТП строится на основе сетевых коммутаторов обеспечивающих связь между устройствами АСУ ТП резервированными серверами АСУ ТП, АРМ ОП №1 и №2, сетевым принтером оперативного персонала и переносным АРМ РЗА.

В состав проектируемого АСУ ТП входят дублированные сервера, с реализованной функциональной подсистемой ССПТИ. Задачами ССПТИ являются:

- сбор информации по цифровым протоколам;
- реализация расчетной модели для автоматической диагностики силовых выключателей 110, 10, 6 кВ на основании полученных данных;
- обработка параметров ПКЭ и диагностики трансформаторного оборудования на основании данных, полученных от устройств нижнего АСУ ТП и автономных систем;
- подготовка неоперативной технологической информации в формате ССПТИ ДП СОЗ;
- передача информации РАС в ДП СОЗ;
- маршрутизация данных.

Неоперативная технологическая информация передается в ДП СОЗ.

Информация РАС передается от МП РАС на серверы АСУ ТП по цифровому протоколу на базе сети Ethernet. От серверов АСУ ТП данная информация передается в ДП СОЗ, а затем в ССПТИ ЦУС ОАО «МОЭСК» в формате Comtrade. Преобразование, при необходимости, осуществляется сервером АСУ ТП.

В составе АСУ ТП предусмотрены два стационарных АРМ оперативного персонала (основной и резервный).

АРМ ОП 1 и АРМ ОП2 комплектуются лазерным принтером, для печати ведомостей и отчетов, черно-белым формата А3. Так же каждый АРМ оперативного персонала оснащен двумя мониторами с диагональю 24", акустической системой.

Для доступа на ПС к устройствам РЗА, ОМП и РАС предусмотрен переносной АРМ РЗА.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ						Лист
									18
Изм.	Копуч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата				

4.2.1 АРМ ОП

АРМы оперативного персонала являются основным рабочим местом оперативного персонала, предусмотрено две взаимно-резервирующих рабочих станции для контроля и оперативного управления коммутационными аппаратами с идентичными функциональными возможностями.

С АРМ ОП обеспечена возможности доступа ко всей событийной информации о работе устройств РЗА, РАС, ОМП, а также возможности:

- переключения групп уставок МП устройств РЗА, ввода ускорений резервных защит;
- доступа к зарегистрированной средствами подсистемы РАС, ОМП аварийной информации (событиям и осциллограммам).

Предусмотрена защита для предотвращения несанкционированного использования рабочих станций АРМ ОП №1, АРМ ОП №2.

Для оперативного отображения информации используются экраны процесса (мнемосхемы, видеокадры), содержимое которых должно определяться на стадии разработки рабочей документации и согласовываться с Заказчиком.

Экраны процесса отражают:

- текущий режим и состояние главной электрической схемы;
- состояние основного и вспомогательного электрооборудования;
- текущий режим ЩСН, ЩПТ;
- состояние устройств систем РЗА, ОМП, РАС;
- состояние средств АСУ ТП.

Информация представляется в виде однолинейных мнемосхем, обеспечивая при этом:

- визуализацию технологических объектов, фактических параметров и сигналов, поступающих в систему контроля и управления;
- навигацию по видеокадрам по принципу “от общего к частному” и наоборот;
- отображение предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов;
- отображение неготовности аппаратуры к управлению и потеря достоверности информации (в том числе - в части положения коммутационной аппаратуры);
- поддержку диалога для выполнения функций управления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта.

Степень подробности изображений коммутационной аппаратуры и элементов схемы, вид мнемосимволов и их расцветка, а также количество отображаемых параметров на фрагментах и их формы, определяются при рабочем проектировании системы.

Все оборудование двух АРМ ОП должно быть рассчитано на круглосуточную эксплуатацию.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ						Лист
									19
Изм.	Колуч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата				

4.2.2 АРМ РЗА

Основная задача переносного АРМ РЗА – работа с МП устройствами РЗА, РАС, ОМП в режиме «on-line», а также ретроспективный анализ полученной от них аварийной информации и по анализу аварийной информации, и по доступу к МП терминалам с целью изменения их уставок или конфигурации переносной компьютер, который используется для подключения к ЛВС АСУ ТП и в случаях отказах сетевого оборудования, для работ по изменению уставок и при проверочно-наладочных работах.

Из АРМ РЗА с помощью специального инструментария системы управления, поставляемого в комплекте ПТС АСУ ТП, должны обеспечиваться следующие функции:

- дистанционный просмотр конфигурации, уставок, состояний дискретных входов/выходов, диагностических параметров МП устройств РЗА;
- дистанционное изменение как отдельных уставок, так и активной группы уставок устройств МП РЗА в диалоговом режиме;
- считывание событий и осциллограмм из МП устройств РЗА, РАС и ОМП;
- доступ к архиву уже считанных осциллограмм и событий для ретроспективного анализа;
- обработку считанных осциллограмм (в формате COMTRADE);
- считывание событий и осциллограмм из МП ОМП;
- отображение состояния отдельных функций защит.

С целью повышения надежности и живучести системы управления в целом доступ с АРМ РЗА к МП устройствам РЗА на подстанции (для изменения уставок, чтения осциллограмм, архива событий и др.) должен быть предусмотрен практически независимым от состояния других компонентов АСУ ТП.

При обработке и отображении осциллограмм на АРМ РЗА должна обеспечиваться возможность:

- совмещения на одной осциллограмме графиков аналоговых и дискретных величин, в том числе аналоговых и дискретных сигналов от разных присоединений;
- режима «прокрутки» осциллограмм;
- изменения масштаба по осям X, Y графиков;
- возможности изменения цвета кривых и пометка точек маркерами;
- определения амплитудных и действующих значений токов и напряжений, а также измерения временных интервалов;
- построения векторных диаграмм;
- спектрального анализа;
- фильтрации U, I по первой гармонике;
- выделения симметричных составляющих;
- построения годографа сопротивлений (для дистанционных защит).

5 Электропитание

Электропитание всех устройств АСУ ТП производится от проектируемого шкафа гарантированного источника питания ШЭБП и обеспечивать функционирование при пропадании питания вводов собственных нужд подстанции (ЩСН) в течение 2,5 часов.

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист
							20
Инв. № подл.		Подп. и дата		Взаим. инв. №			

измерения временных интервалов; — построения векторных диаграмм; — спектрального анализа; — фильтрации U, I по первой гармонике; — выделения симметричных составляющих; — построения годографа сопротивлений (для дистанционных защит).
5 Электропитание
Электропитание всех устройств АСУ ТП производится от проектируемого шкафа гарантированного источника питания ШЭБП и обеспечивать функционирование при пропадании питания вводов собственных нужд подстанции (ЩСН) в течение 2,5 часов.

Питание цепей дискретных сигналов положения КА 110 кВ выполняется от щита постоянного тока (ЩПТ) 220 В DC.

В проектируемом шкафу ШЭБП устанавливаются резервированные блоки питания ~ 220 В/ ± 24 В, контроллеры питания и аккумуляторные блоки, обеспечивающие резервированное питание шкафов ШЭСУ (контроллеры ТМ, ЛВС нижнего и верхнего уровней АСУ ТП, сервера АСУ ТП), ССПИ №1 и №2 (контроллеры присоединения, модули сбора аналоговых и дискретных сигналов присоединений) напряжением постоянного тока ± 24 В.

Питание шкафов ССПИ №3 - ССПИ №8 (существующих ЗРУ 6, 10 кВ и проектируемого ЗРУ 10 кВ) выполняется от двух секций ЩСН автоматы питания установлены в шкафу ШЭБП. В шкафах ССПИ №3- ССПИ №8 установлены комплекты резервированных блоков питания ~ 220 В/ ± 24 В, контроллеры питания и аккумуляторные блоки, обеспечивающие резервированное питание контроллеров присоединений, модулей сбора аналоговых и дискретных сигналов присоединений и устройств ЛВС нижнего уровня напряжением постоянного тока ± 24 В.

Структурная схема питания устройств АСУ ТП приведена на листе графической части ФПИ-109/08/15-ИСО1.3 лист 3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист	
							21	

6 Основные требования к смежным частям проекта

6.1 Задание на каналы связи

Для передачи всех видов информации, по двум вариантам реконструкции, должны быть предоставлены каналы связи между ПС 110 кВ Тополь и центрами диспетчерского управления по следующим направлениям:

- Московское РДУ;
- ДП СОЗ.

Характеристики каналов передачи оперативно-диспетчерской информации, приведены ниже в таблице:

Направление канала	Тип канала	Тип передачи	Скорость передачи	Протокол
Московское РДУ	основной	TCP/IP	Не менее 64Кбит/сек	МЭК 60870-5-104
Московское РДУ	резервный	TCP/IP	Не менее 64Кбит/сек	МЭК 60870-5-104
ДП СОЗ (ССПИ)	основной	TCP/IP	Не менее 64Кбит/сек	МЭК 60870-5-104
ДП СОЗ (ССПИ)	резервный	TCP/IP	Не менее 64Кбит/сек	МЭК 60870-5-104
ДП СОЗ (ССПТИ)	основной	TCP/IP	Не менее 512-2048 Кбит/сек	МЭК 60870-5-104
ДП СОЗ (ССПТИ)	резервный	TCP/IP	Не менее 512-2048 Кбит/сек	МЭК 60870-5-104

В общем случае в каждый из перечисленных выше центров управления передаются следующие виды информации:

— телесигнализация (положение коммутационных аппаратов и РПН, срабатывание устройств РЗА, РАС, ОМП сигналы аварийной и предупредительной сигнализации);

— телеизмерения (основные режимные параметры – токи, напряжения, мощности, частота).

телеуправление (управление КА выключателями 110 кВ, устанавливаемыми выключателями 10 кВ, устанавливаемыми разъединителями и заземляющими ножами 110 кВ, управление устройствами РЗА).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №							Лист 22
			Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ

6.2 Требования к проектируемым устройствам автономных подсистем РЗА и ПА с точки зрения их интеграции с компонентами расширения АСУ ТП

С целью выполнения описанных выше требований по интеграции в АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь, МП устройства смежных информационно-технологических систем РЗА, ОМП, РАС помимо выполнения своих основных функций, должны быть выбраны и запроектированы с учетом обеспечения ими передачи в АСУ ТП определенной информации, необходимой для решения функциональных задач расширения АСУ ТП, таких как регистрации и сигнализации различных событий, оперативного и ретроспективного анализа правильности работы устройств автономных систем, оперативного анализа технологических ситуаций, технического учета электроэнергии и др.

При использовании МП устройств разных фирм-производителей могут возникать проблемы стыковки разнородных МП устройств, которые приводят к необходимости разработки соответствующего программного обеспечения, что увеличивает стоимость системы управления подстанцией. В связи с этим целесообразно строить АСУ ТП как интегрированную, на базе однородного ПТК.

Для интеграции системы РЗА в расширение АСУ ТП предусмотрены возможности стандарта МЭК 61850. Обеспечено подключение устройств РЗА по дублированной оптической сети Ethernet. Если устройства не поддерживают стандарт МЭК 61850, то предусмотрен обмен информацией по стандартам МЭК 60870-5-101, Modbus RTU. Обмен информацией предполагается двусторонним. От системы РЗА в АСУ ТП передается информация о работе и состоянии устройств, цепей и функций РЗА, а также иная информация, сбор которой целесообразно произвести на входы устройств РЗА и передать в АСУ ТП по цифровому коду. От АСУ ТП устройствам РЗА передаются команды на переключение групп уставок, ввод-вывод функций.

При наличии в панелях РЗА ключей или испытательных блоков, состояние которых не контролируется устройствами данных систем и не может быть передано в цифровом виде, следует собирать данные сигналы контрольным кабелем «сухим контактом».

7 Метрологическое обеспечение АСУ ТП

7.1 Общие положения

АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь является измерительной системой (ИС) в соответствии с определением по ГОСТ Р 8.596–2002.

Метрологическое обеспечение АСУ ТП в части оборудования устанавливаемого в рамках данного титула, в соответствии с ГОСТ Р 8.596–2002, должно включать в себя следующее:

- нормирование метрологических характеристик измерительных каналов АСУ ТП;
- разработку методики калибровки измерительных каналов АСУ ТП;
- метрологическую экспертизу проектной документации АСУ ТП;
- калибровку измерительных каналов АСУ ТП.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №	7.1 Общие положения																							
			<p>АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь является измерительной системой (ИС) в соответствии с определением по ГОСТ Р 8.596–2002.</p> <p>Метрологическое обеспечение АСУ ТП в части оборудования устанавливаемого в рамках данного титула, в соответствии с ГОСТ Р 8.596–2002, должно включать в себя следующее:</p> <ul style="list-style-type: none">— нормирование метрологических характеристик измерительных каналов АСУ ТП;— разработку методики калибровки измерительных каналов АСУ ТП;— метрологическую экспертизу проектной документации АСУ ТП;— калибровку измерительных каналов АСУ ТП.																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Коп.уч.</td><td>Лист</td><td>Недок.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ		Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата																					
								23																		

На стадии рабочего проектирования для метрологического обеспечения требуется выполнить:

- расчет характеристик погрешности измерений, выполняемых посредством измерительных каналов АСУ ТП в рабочих условиях;
- подготовку документов по первичной поверке (свидетельства о поверке и паспорта средств измерений) агрегатных элементов измерительного тракта (измерительные ТТ и ТН, измерительные преобразователи);
- разработку и согласование с МЭС методики калибровки измерительных каналов и методики выполнения измерений;
- оформление паспортов-протоколов на измерительные каналы АСУ ТП.

Средства измерений, задействованные в измерительных каналах АСУ ТП: ТТ, ТН, измерительные преобразователи должны иметь документы, нормирующие их метрологические характеристики и должны быть внесены Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений), иметь действующие свидетельства о поверке и быть допущены к применению на объектах ОАО «МОЭСК».

Измерительные трансформаторы должны удовлетворять требованиям ПУЭ и соответствовать требованиям ГОСТ 7746–2001 (для ТТ) и ГОСТ 1983–2001 (для ТН).

Измерения, осуществляемые АСУ ТП делятся на электрические и неэлектрические.

7.2 Электрические измерения

Электрические измерения осуществляются измерительными преобразователями, подключенными к измерительным трансформаторам тока и напряжения. Подключение осуществляется контрольным кабелем.

Метрологические характеристики проектируемых измерительных каналов АСУ ТП определяются классом точности ТТ, ТН, измерительного преобразователя и сопротивлением кабелей от ТТ, ТН до СИ, а также условиями эксплуатации средств измерений.

Технические средства, осуществляющие передачу измерительной информации в цифровом виде, не оказывают влияния на метрологические характеристики ИК.

Выбор коэффициентов трансформации ТТ измерительных каналов АСУ ТП осуществляется для обеспечения измерений вторичного тока в диапазоне, близком к номиналу, при этом обязательно с выполнением условия 1.5.17 6 издания ПУЭ: при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40 % номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5 %.

При организации сбора и подготовки телеинформации должны использоваться multifunctional измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5.

Класс точности ТН измерительных каналов АСУ ТП должен быть не хуже 0,5. Класс точности ТТ измерительных каналов АСУ ТП должен быть не хуже 0,5 для классов напряжения 110 кВ, 10 и 6 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взаим. инв. №							
<p>номиналу, при этом обязательно с выполнением условия 1.3.17 с подающим ТНЗ. при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40 % номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5 %.</p> <p>При организации сбора и подготовки телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5.</p> <p>Класс точности ТН измерительных каналов АСУ ТП должен быть не хуже 0,5. Класс точности ТТ измерительных каналов АСУ ТП должен быть не хуже 0,5 для классов напряжения 110 кВ, 10 и 6 кВ.</p>									
						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ			Лист
									24
Изм.	Коп.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата				

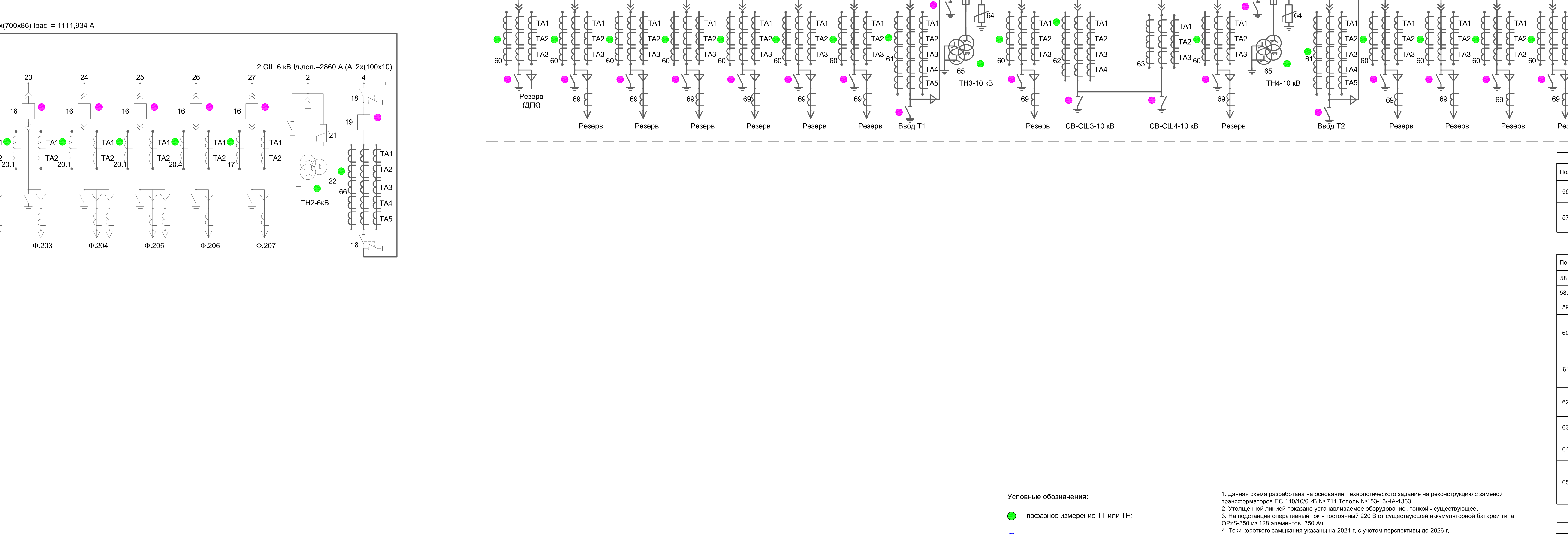
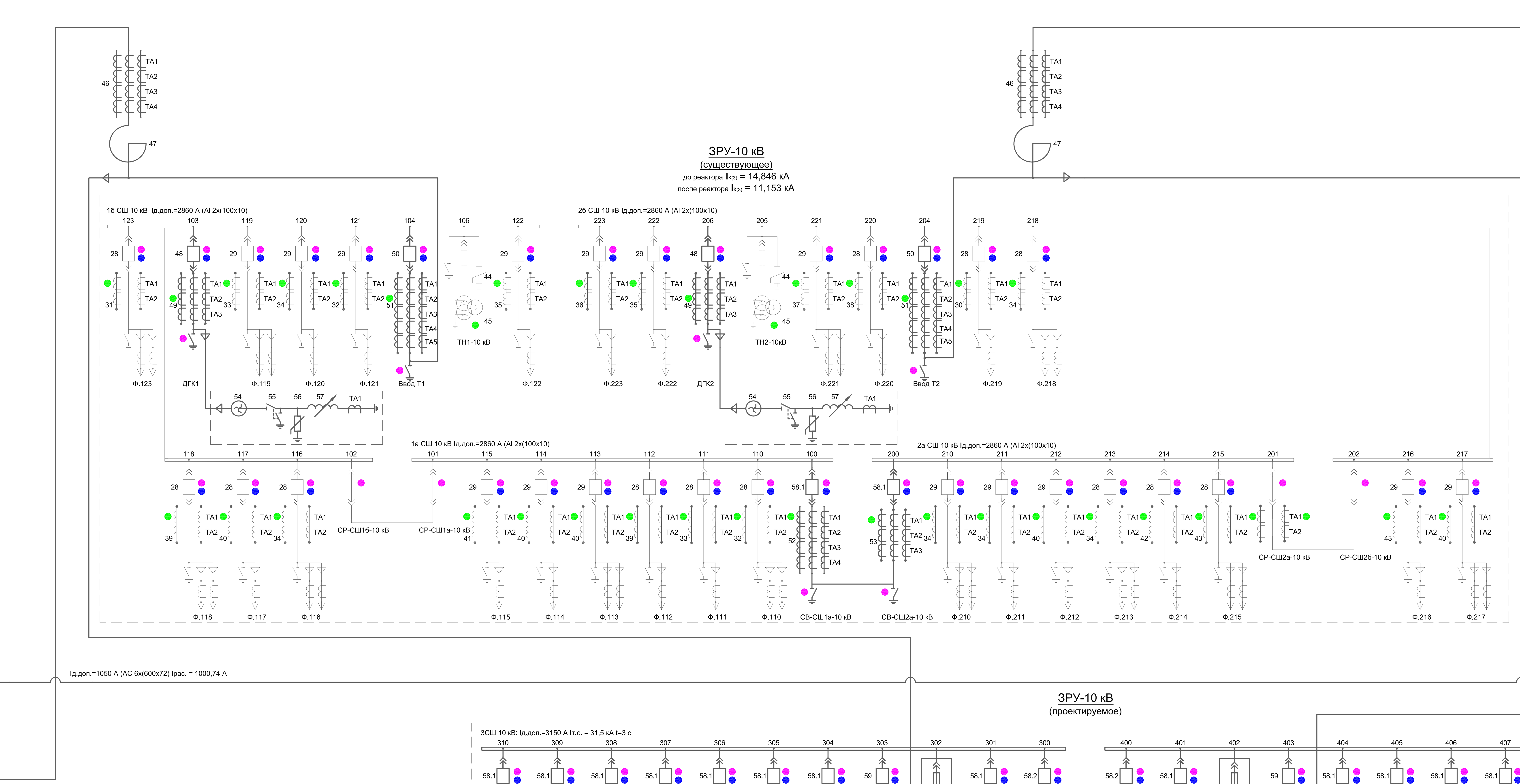
7.3 Неэлектрические измерения

Измерения неэлектрических величин составляют в частности: измерение температуры окружающей среды на подстанции.

Для измерения температур применяются датчики с терморезистором с подключением по трех проводной схеме. Существенно устанавливать аналого-цифровой преобразователь в непосредственной близости от датчика для исключения влияния электромагнитных помех.

Датчик температуры устанавливается на северном фасаде здания ОПУ. Для защиты датчика температуры от воздействия прямых солнечных лучей, дождя, снега и прочих факторов окружающей среды, предусматривается установка защитного козырька.

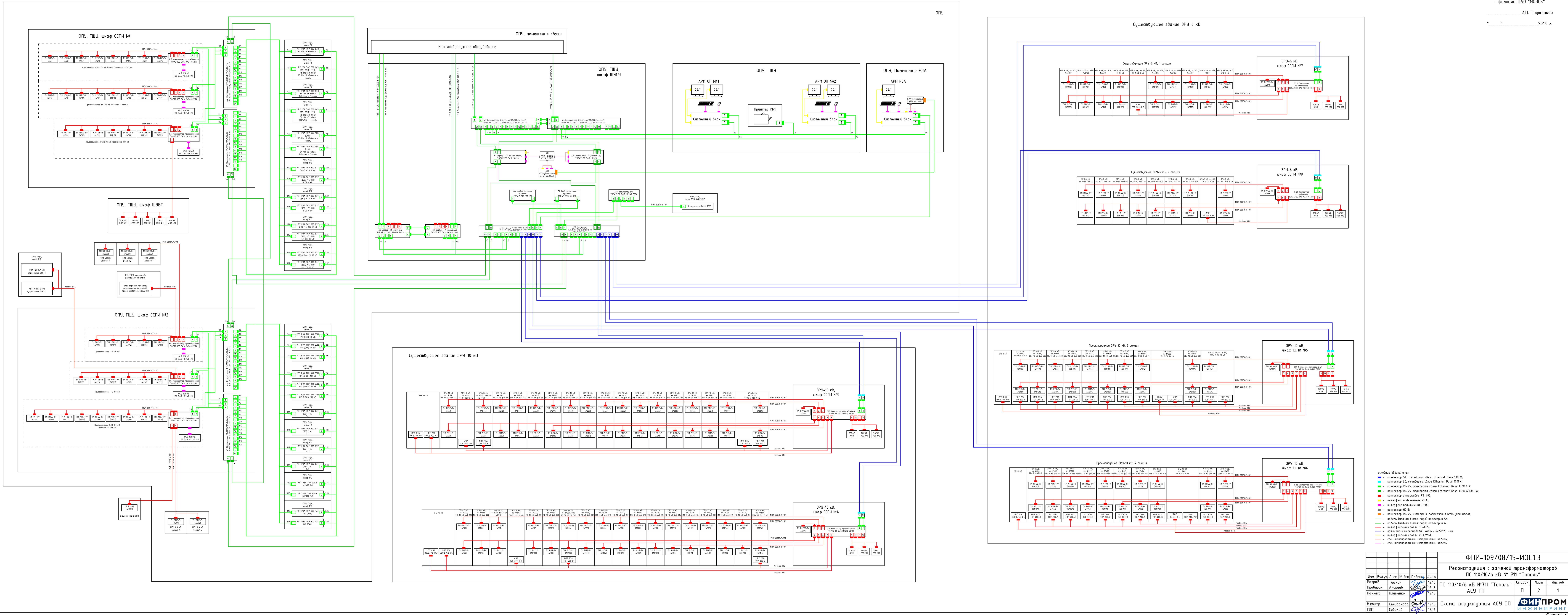
Инв. № подл.						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист		
							25		
Взаим. инв. №						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист		
Подп. и дата									
						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.ПЗ	Лист		



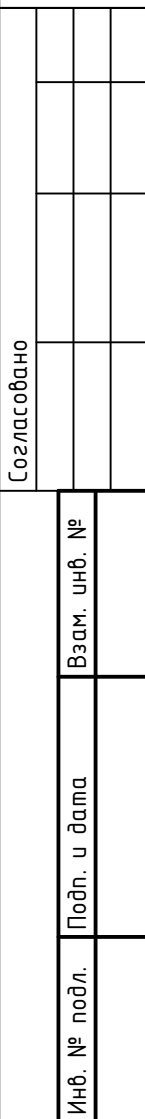
• командный порядок КА:

4. Токи короткого замыкания указаны на 2021 г. с учетом перспективы до 2026 г.

[illegible]







1. Проектируемые по данному титулу шкафы АСУ ТП выделены утолщенными линиями и показаны с условно открытыми дверями.
2. АРМ ОП №1 и №2 размещаются в 19" напольной запираемой тумбе (Т5) с габаритами ШхГхВ: 600х800х600 мм. Принтер устанавливается на крышку тумбы.
3. Размещение проектируемых шкафов уточнить по месту.

Ματθαῖος 1:40

1. Проектируемые по данному титулу шкафы АСУ ТП выделены утолщенными линиями и показаны с условно открытыми дверями.
2. Размещение проектируемых шкафов уточнить по месту.

Ματθαῖος 1:40

Формат А2х3

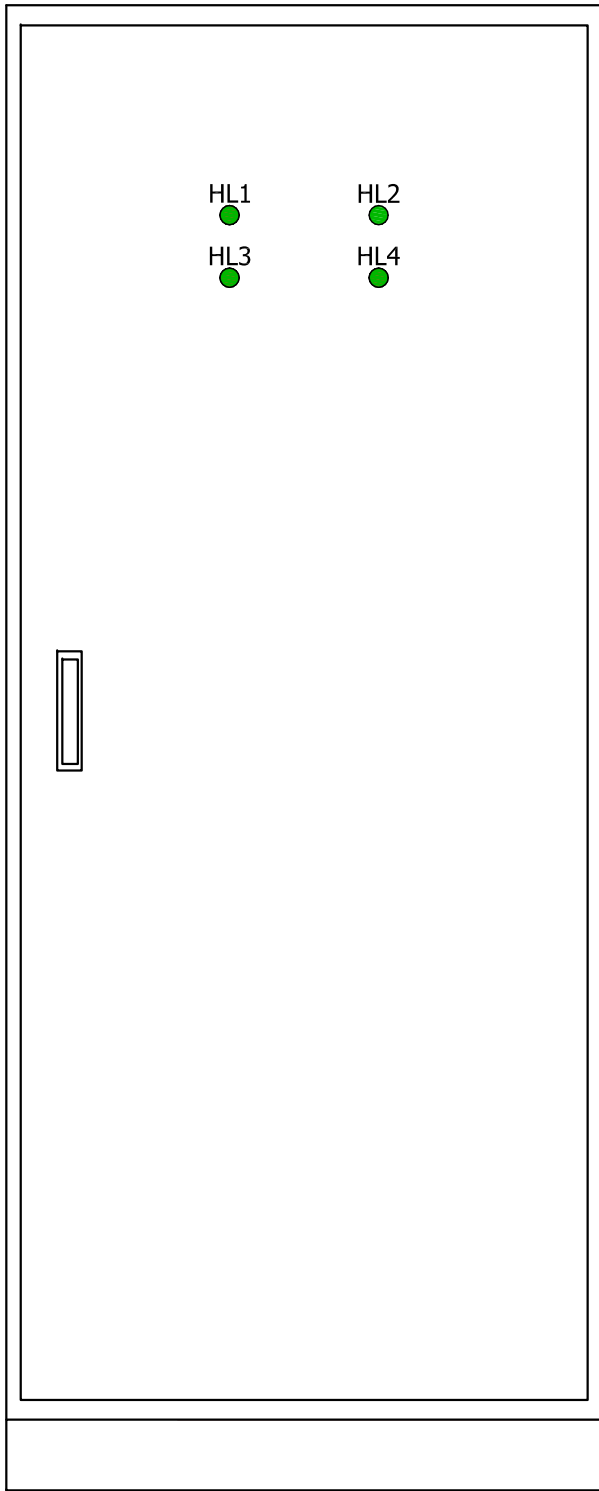
Существующее ЗРУ-10 кВ



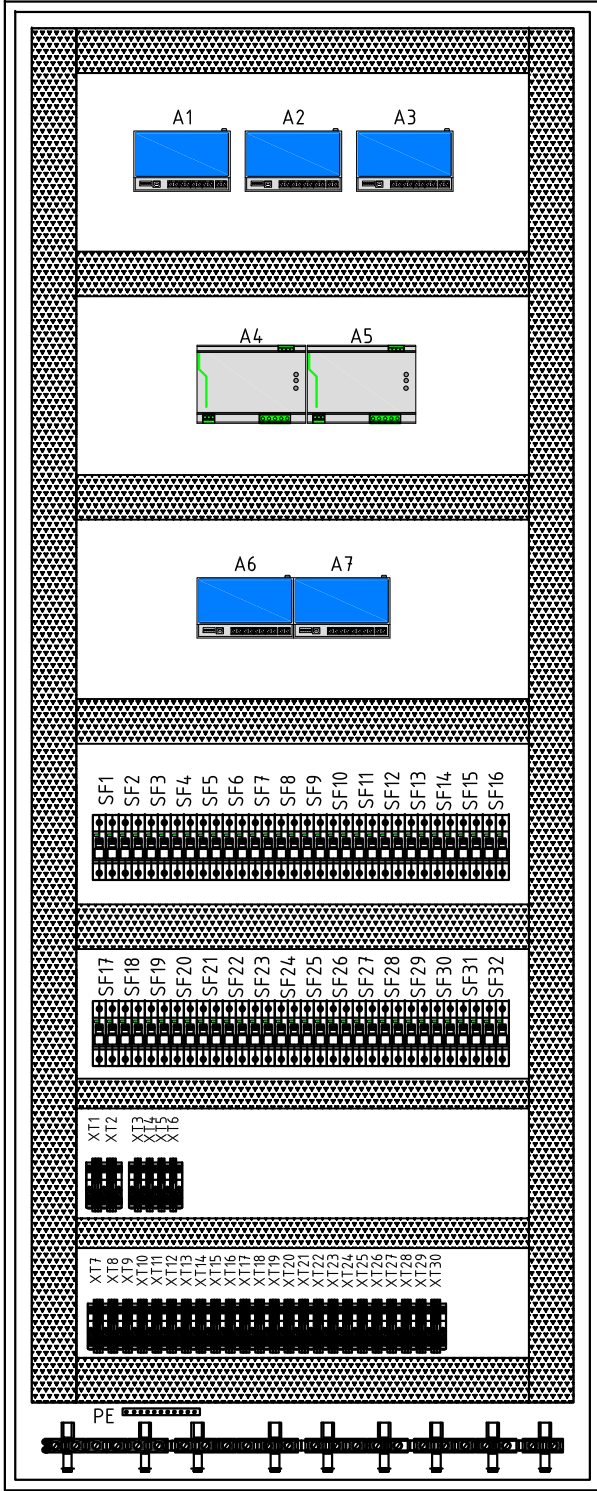
Проектируемое ЗРУ-10 кВ

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

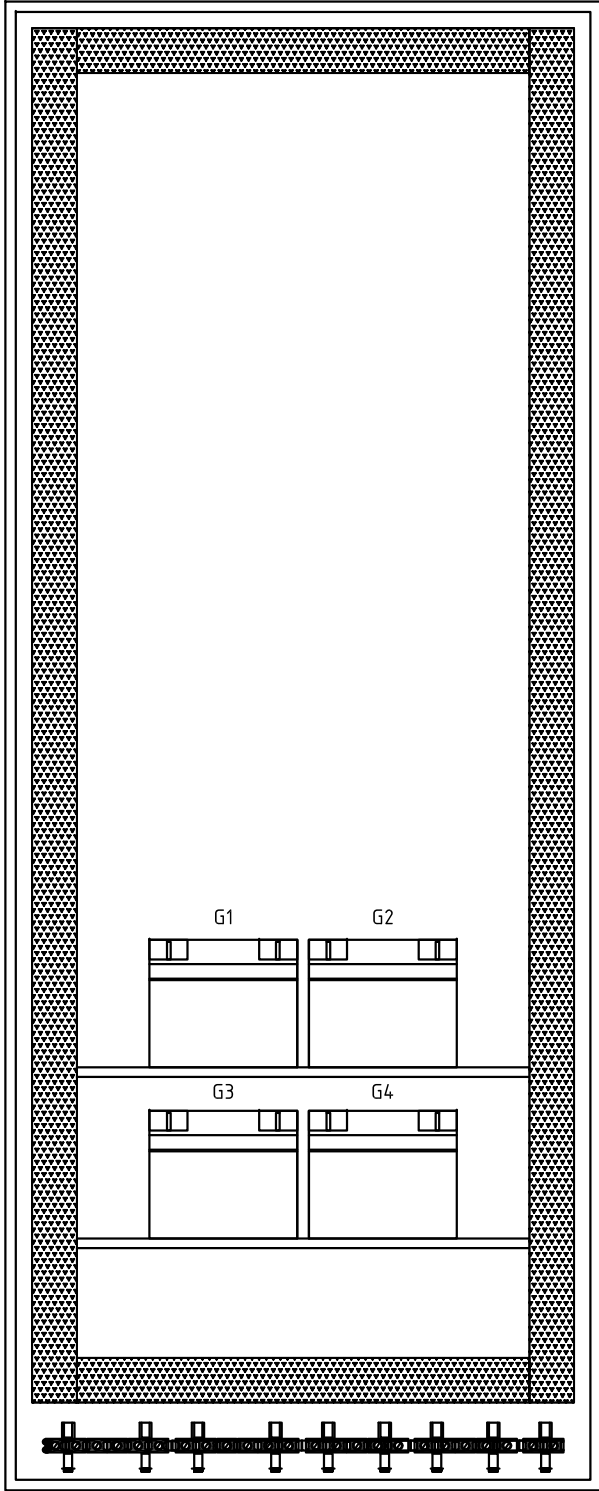
Вид спереди









Вид спереди
(дверца снята)



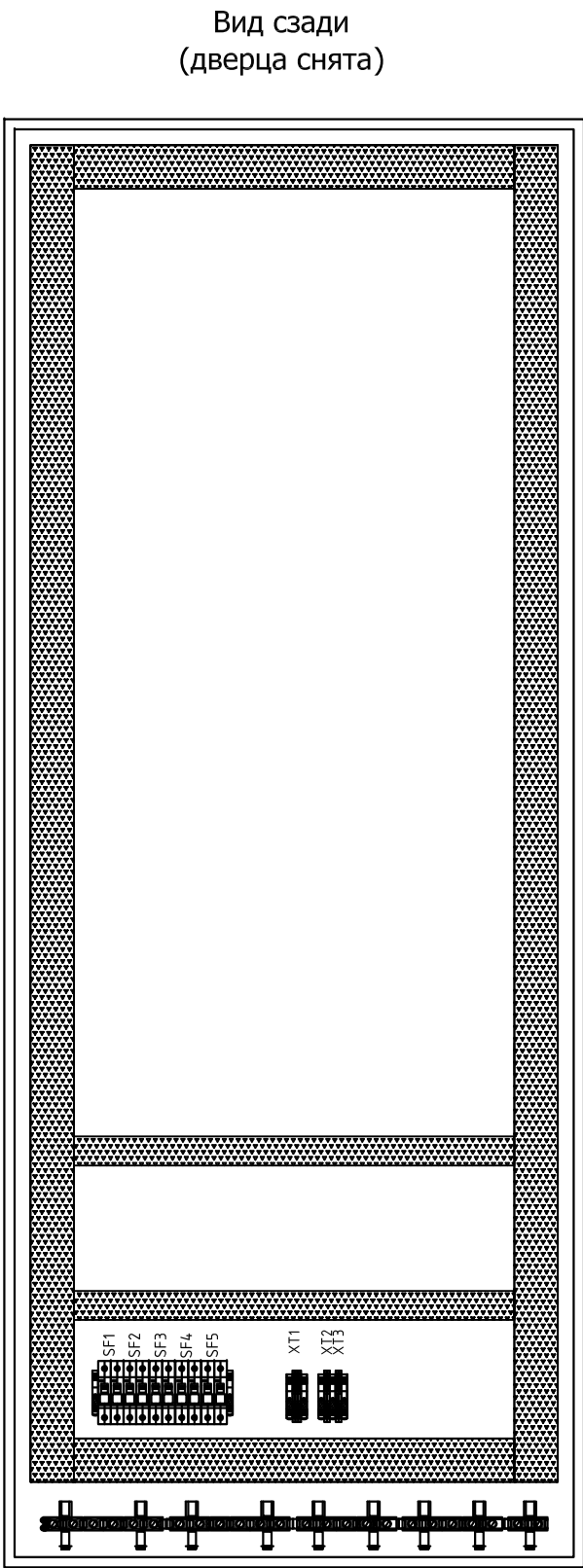
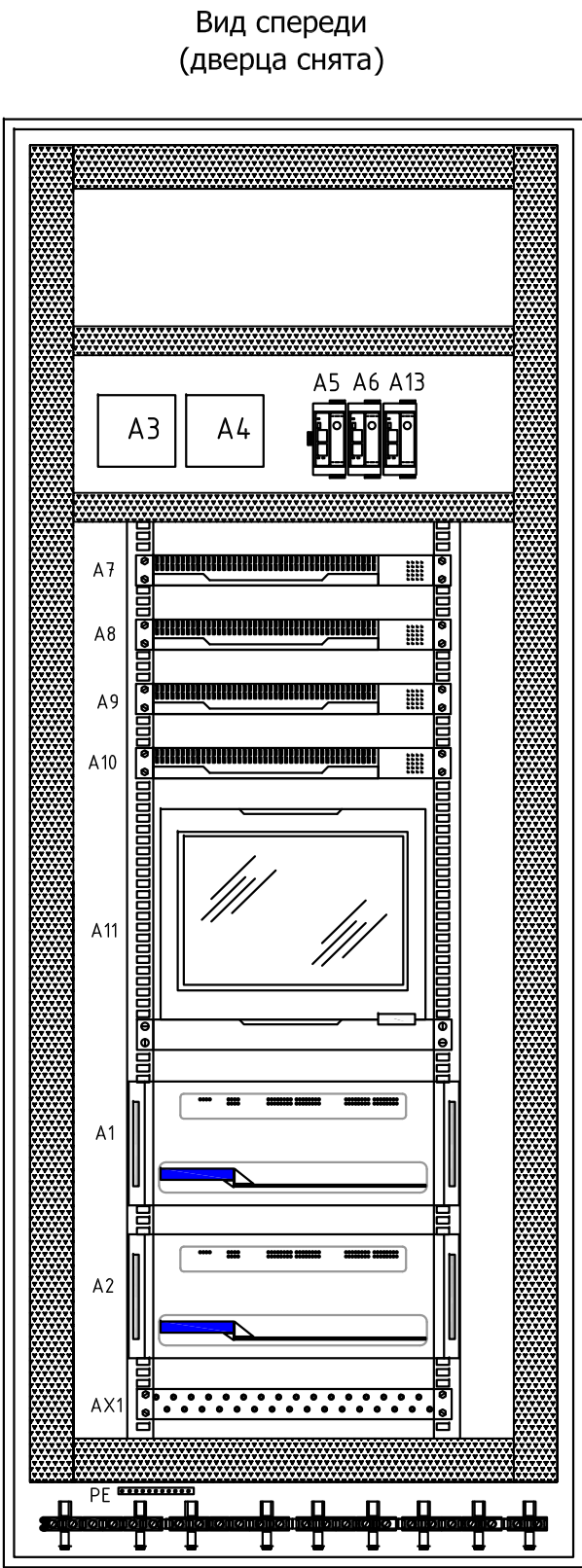
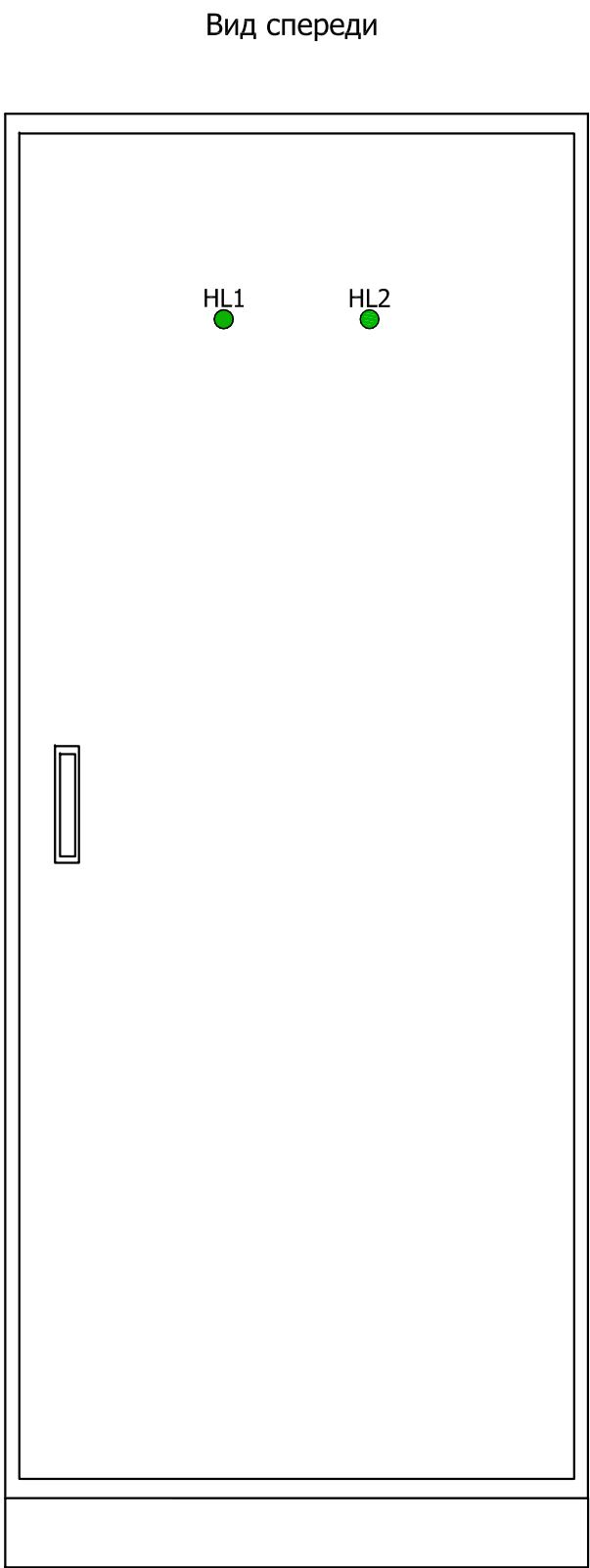
Вид сзади
(дверца снята)









Обозн.	Наименование	Кол-во
A1 – A3	Модуль АВР TOPAZ ASR 220V10A	3
A4, A5	Блок питания Weidmuller 960W 24V 40A	2
A6, A7	Контроллер питания TOPAZ PSC 24V40A	2
G1 – G4	Аккумуляторный блок TOPAZ AU 36AH/24V	4
SF1, SF2	Автоматический выключатель 2П 25A AC	2
SF3 – SF14	Автоматический выключатель 2П 6A AC	12
SF15 – SF17	Автоматический выключатель 2П 6A AC	3
SF18, SF19	Автоматический выключатель 2П 2A AC	2
SF20 – SF22	Автоматический выключатель 2П 6A AC	3
SF23, SF24	Автоматический выключатель 2П 6A DC	2
SF25, SF26	Автоматический выключатель 2П 2A DC	2
SF27 – SF32	Автоматический выключатель 2П 16A DC	6
HL1, HL2	Сигнальная лампа со светодиодом 220В	2
HL3, HL4	Сигнальная лампа со светодиодом =24В	2
XT1, XT2	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 6мм ²	6
XT3 – XT6	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	8
XT7 – XT30	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	72
	Шкаф двустороннего обслуживания Rittal TS 800x2000x600	1
	Кабельные органайзеры	1
PE	Шина заземления	1
ПО	Комплект базового ПО “АЛГ-Д4-КП-ТОPAZ-ШЭБП”	1

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3					
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 “Тополь”					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/10/6 кВ №711 “Тополь” АСУ ТП	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.	Ташкин				12.16		П	5	1		
Проверил	Андреев				12.16						
Нач.отд.	Клименко				12.16						
Н.контр.	Селиванова				12.16	Общий вид шкафа ШЭБП					
ГИП	Соболев				12.16						

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



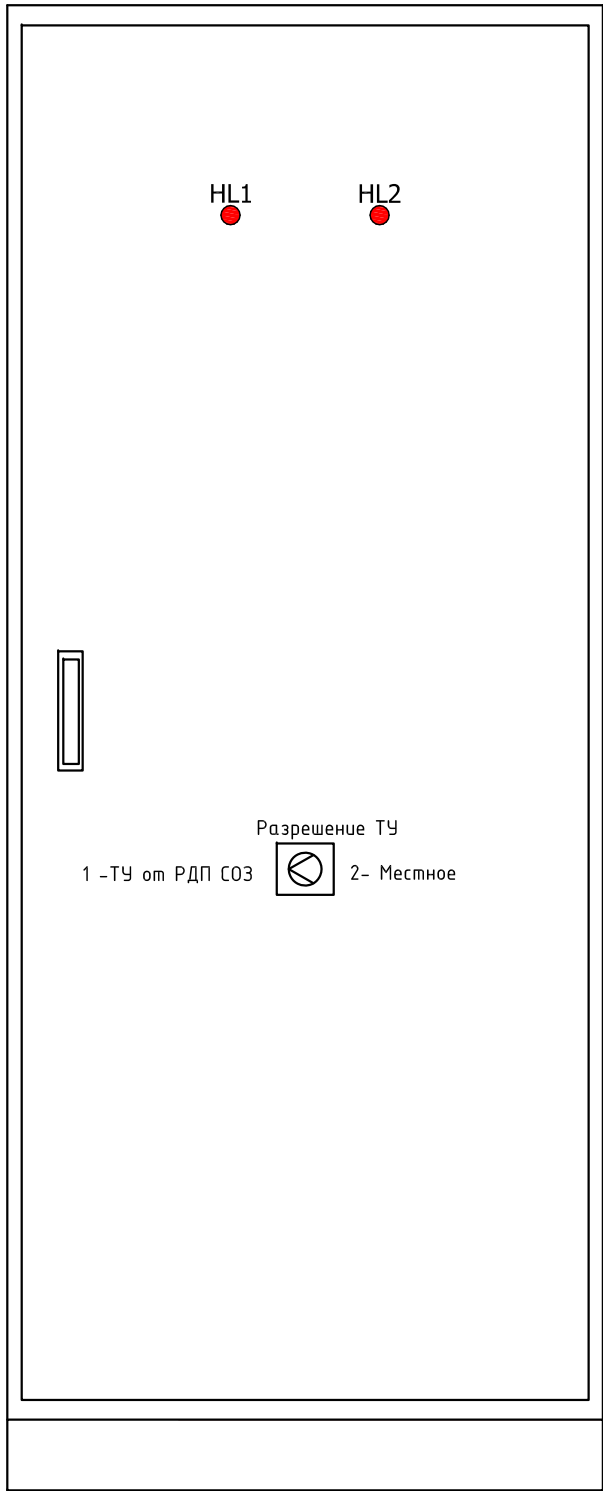
Обозн.	Наименование	Кол-во
A1, A2	Сервер АСУТП ТОPAZ IEC DAS MX820	2
A3, A4	Сервер доступа к данным ТОPAZ IEC DAS MX240 E8R4	2
A5, A6	Сервер точного времени ТОPAZ PTS 100	2
A7, A8	Коммутатор MOXA IKS-6726A-2GTXSFP-24-24-T, 2 x IM-6700A-8TX	2
A9, A10	Коммутатор MOXA PT-7728-PTP-F-24-24, PM-7200-4GTXSFP, 2 x PM-7200-8TX, PM-7200-6MST	2
A11	KVM-консоль с переключателем ATEN CL5708	1
A12	KVM-удлинитель ATEN CE700AR	1
A13	Redundancy Box ТОPAZ IEC DAS MX240 E6R4	1
AX1	Кросс оптический стоечный 32 порта ST-MM	1
SF1, SF2	Автоматический выключатель 2П 16А DC	2
SF3	Автоматический выключатель 2П 6А AC	1
SF4, SF5	Автоматический выключатель 2П 2А AC	2
XT1	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	3
XT2, XT3	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	4
HL1, HL2	Сигнальная лампа со светодиодом =24В	2
	Шкаф двустороннего обслуживания Rittal TS 800x2000x600	1
	Кабельные органайзеры	1
PE	Шина заземления	1
ПО	Комплект ПО "ТОPAZ IEC Data Access Server"	2
ПО	Комплект ПО "ТОPAZ SCADA Server"	2

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3			
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/10/6 кВ №711 "Тополь" АСУ ТП	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Тишкин				12.16		П	6	1
Проверил	Андреев				12.16				
Нач.отд.	Клименко				12.16				
Н.контр.	Селиванова				12.16	Общий вид шкафа ШЭСУ			
ГИП	Соболев				12.16				

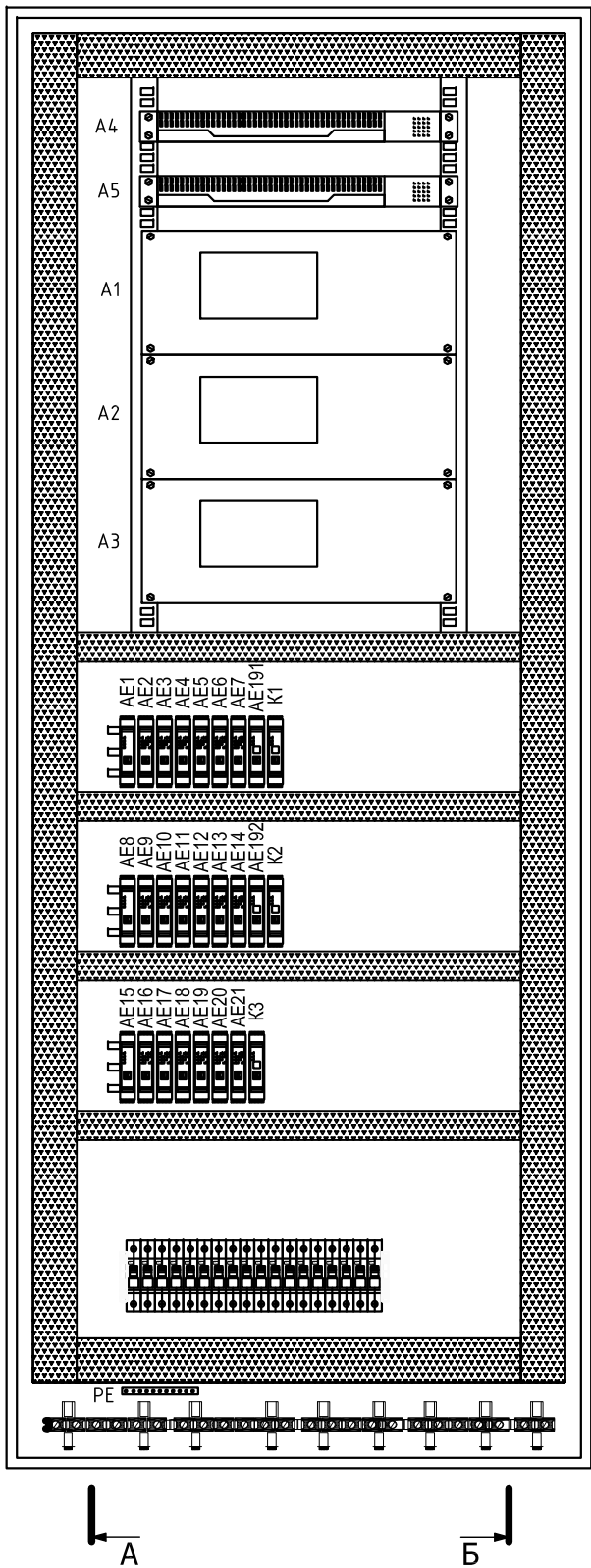
Согласовано

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

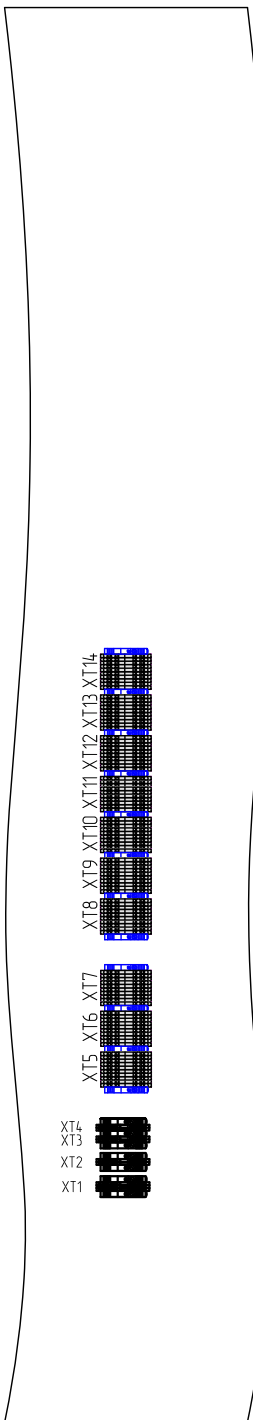
Вид спереди



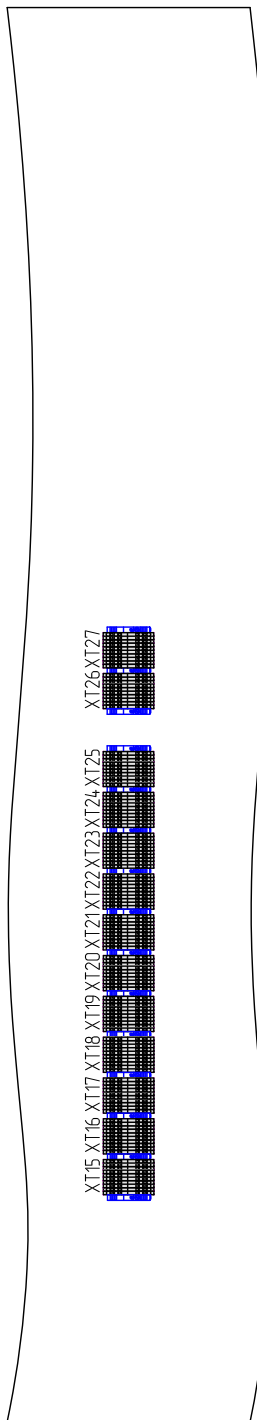
Вид спереди
(дверца снята)









Вид А-А



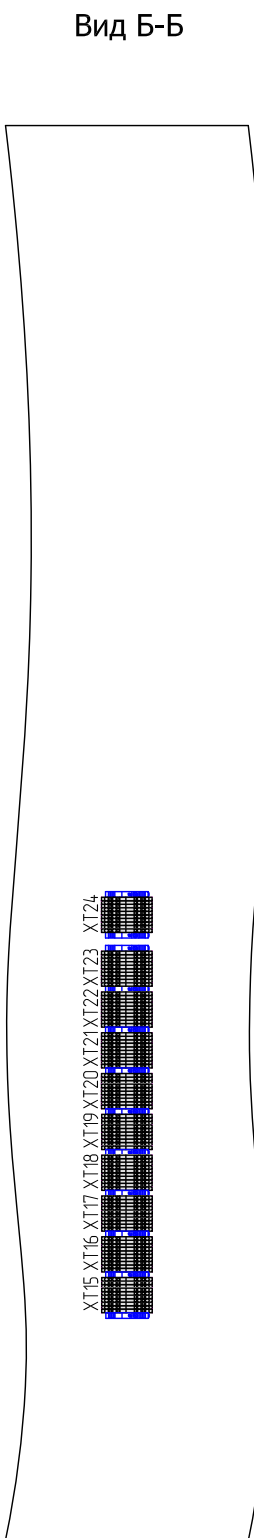
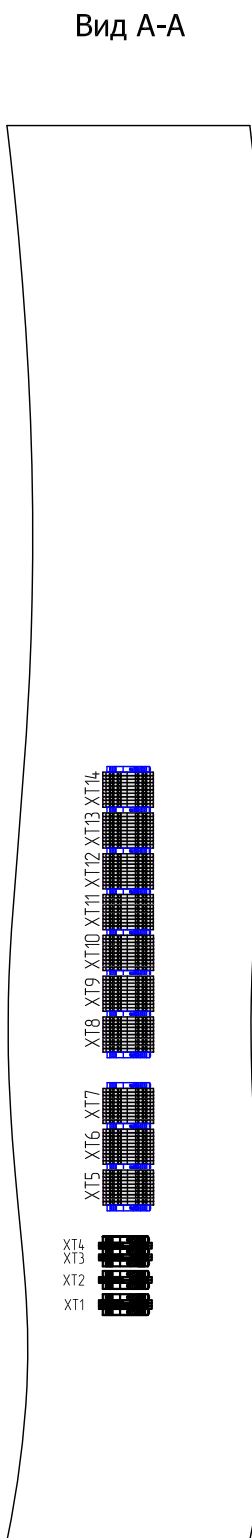
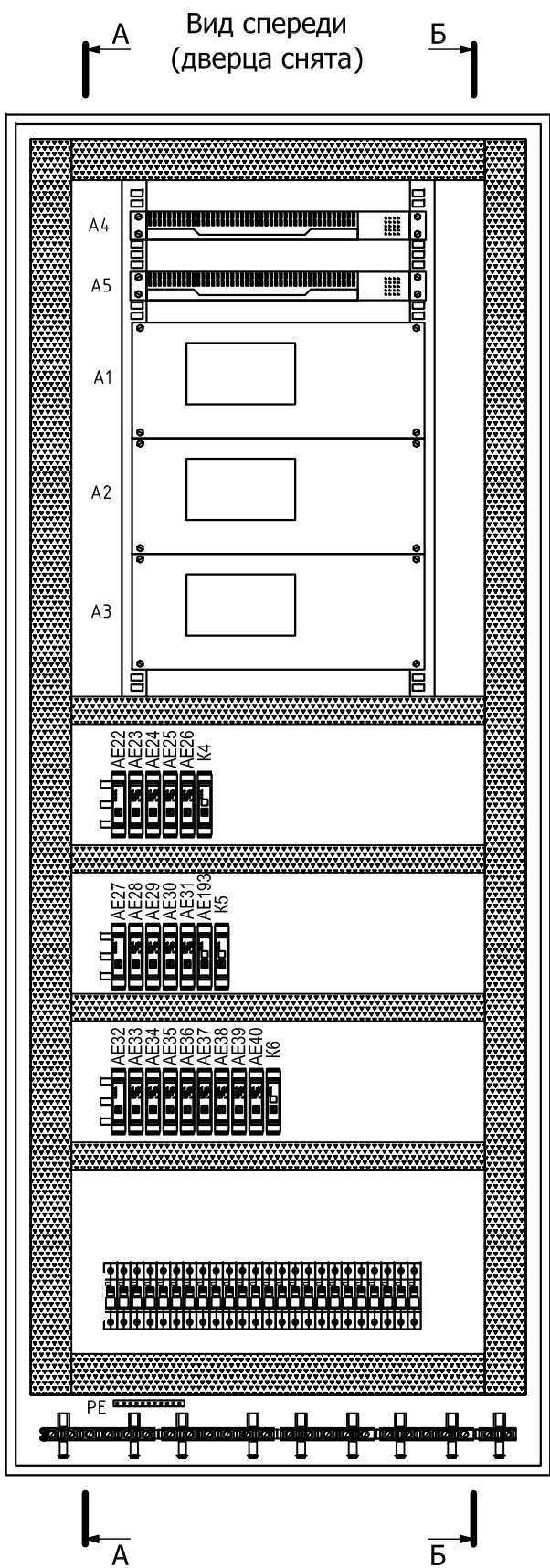
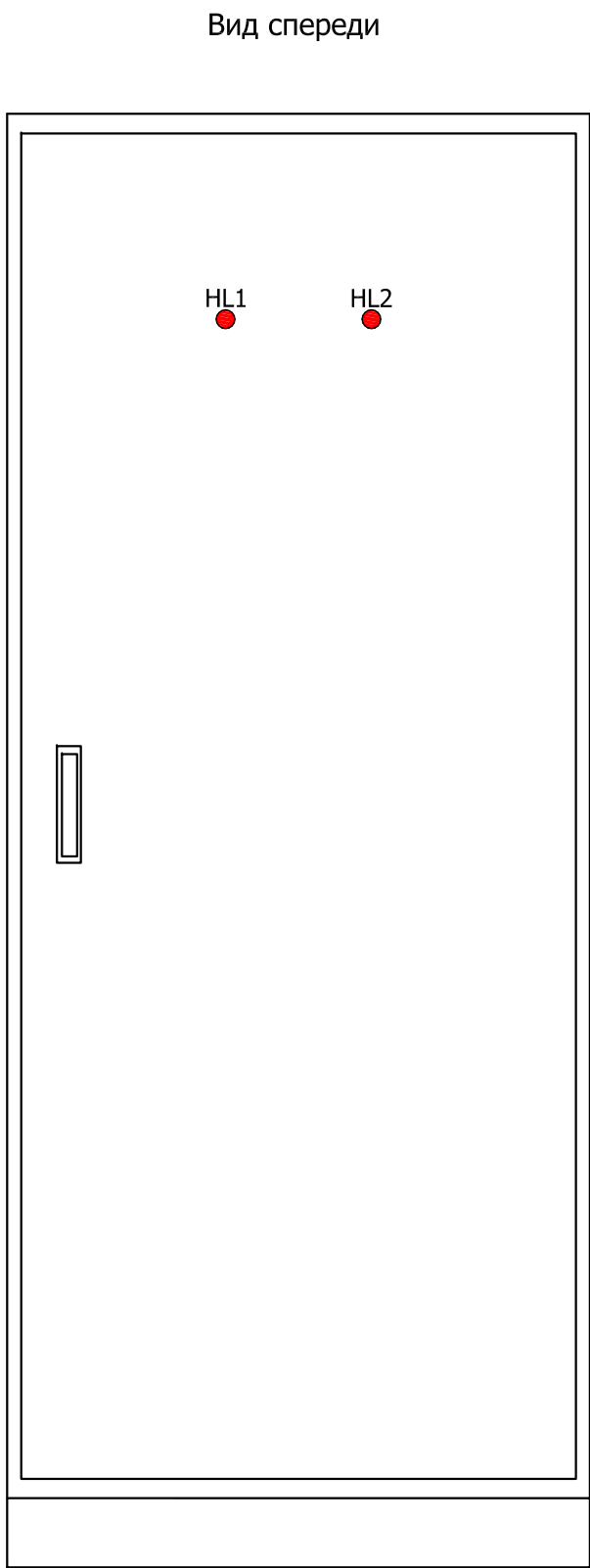
Вид Б-Б








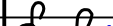
Обозн.	Наименование	Кол-во
K1 - K3	Контроллер присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4	3
A1 - A3	Контроллер присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 HMI	3
A4, A5	Коммутатор MOXA PT-7728-PTP-F-24-24, PM-7200-2GTXSFP, 3 x PM-7200-8TX	2
AE1, AE8, AE15	Модуль измерительный TOPAZ TM PM7-Pr	3
AE2-AE7, AE9-AE14, AE16-AE21	Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU3-Pr	18
AE191, AE192	Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr	2
S1	Кулачковый переключатель 4G10-69-U-S18	1
SF1, SF2	Автоматический выключатель 2П 16A DC	2
SF3	Автоматический выключатель 2П 6A AC	1
SF4	Автоматический выключатель 2П 2A DC	1
SF5, SF6	Автоматический выключатель 2П 2A AC	2
SF7 - SF9	Автоматический выключатель 2П 2A DC	3
HL1, HL2	Сигнальная лампа со светодиодом =24В	3
XT1	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	3
XT2	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	2
XT3, XT4	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	4
XT5 - XT7	Блок клемм (из 18 клемм)	3
XT8 - XT25	Блок клемм (из 18 клемм)	18
XT26, XT27	Блок клемм (из 18 клемм)	2
	Шкаф двустороннего обслуживания Rittal TS 800x2000x600	1
	Кабельные органайзеры	1
PE	Шина заземления	1
ПО	Комплект ПО "TOPAZ IEC Data Access Server КП"	3

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3			
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/10/6 кВ №711 "Тополь" АСУ ТП	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ташкин				12.16		П	7	1
Проверил	Андреев				12.16				
Нач.отд.	Клименко				12.16				
Н.контр.	Селиванова				12.16	Общий вид шкафа ССПИ №1			
ГИП	Соболев				12.16				

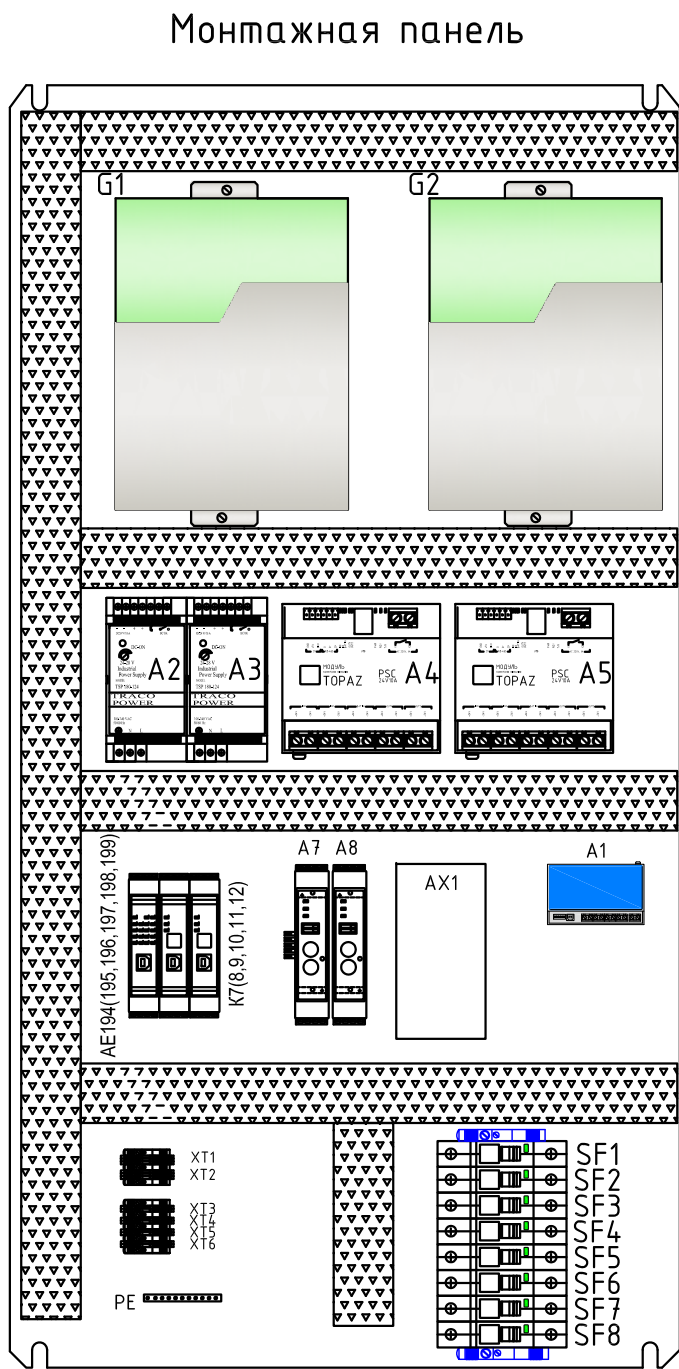
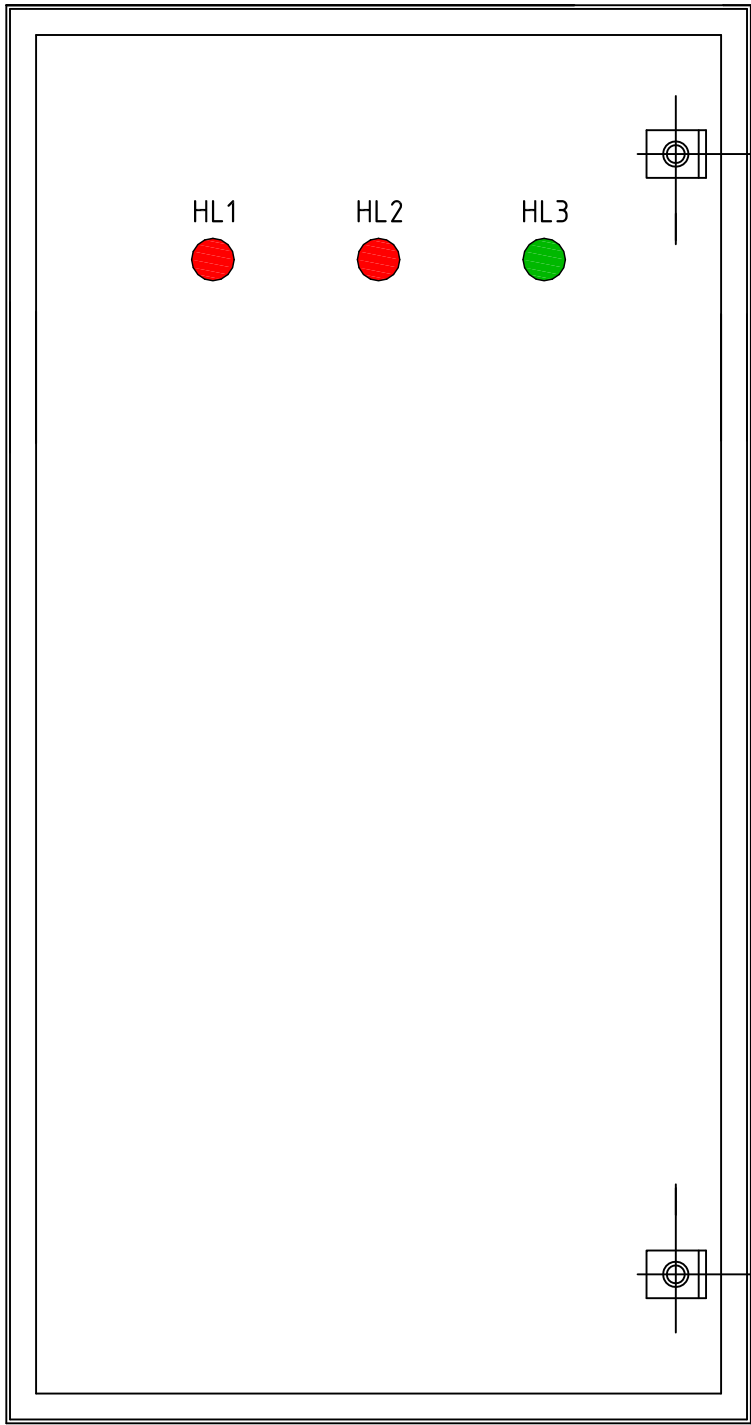
Согласовано			
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №









Обозн.	Наименование	Кол-во
K4 – K6	Контроллер присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4	3
A1 – A3	Контроллер присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 HMI	3
A4, A5	Коммутатор MOXA PT-7728-PTP-F-24-24, PM-7200-2GTXSFP, 3 x PM-7200-8TX	2
AE22, AE27, AE32	Модуль измерительный TOPAZ TM PM7-Pr	3
AE23-AE26, AE28-AE31, AE33-AE40	Модуль телемеханики TOPAZ TM MTU3-Pr	16
AE193	Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr	1
SF1, SF2	Автоматический выключатель 2П 16A DC	2
SF3	Автоматический выключатель 2П 6A AC	1
SF4	Автоматический выключатель 2П 2A DC	1
SF5, SF6	Автоматический выключатель 2П 2A AC	2
SF7 – SF9	Автоматический выключатель 2П 2A DC	3
SF10 – SF12	Автоматический выключатель 2П 2A DC	3
HL1, HL2	Сигнальная лампа со светодиодом =24В	3
XT1	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	3
XT2	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	2
XT3, XT4	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	4
XT5 – XT7	Блок клемм (из 18 клемм)	3
XT8 – XT23	Блок клемм (из 18 клемм)	16
XT24	Блок клемм (из 18 клемм)	1
	Шкаф двустороннего обслуживания Rittal TS 800x2000x600	1
	Кабельные органайзеры	1
PE	Шина заземления	1
ПО	Комплект ПО "TOPAZ IEC Data Access Server КП"	3

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3					
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/10/6 кВ №711 "Тополь" АСУ ТП	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.	Ташкин				12.16		П	8	1		
Проверил	Андреев				12.16						
Нач.отд.	Клименко				12.16						
Н.контр.	Селиванова				12.16	Общий вид шкафа ССПИ №2					
ГИП	Соболев				12.16						

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



Обозн.	Наименование	Кол-во
A1	Модуль ABP TOPAZ ASR 220V10A	1
A2, A3	Блок питания Weidmuller 240W 24V 10A	2
G1, G2	Аккумуляторный блок TOPAZ AU 12AH/24V	2
A4, A5	Контроллер питания TOPAZ PSC 24V10A	2
K7 (8,9,10,11,12)	Контроллер присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R12 (E2R8)	1
AE194 (195, 196, 197, 198, 199)	Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr	1
A7, A8	Медиаконвертор TOPAZ MC-Fx/Tx	2
AX1	Кросс оптический на DIN-рейку 2 порта LC-MM	1
HL1 – HL3	Сигнальная лампа со светодиодом =24В	3
SF1, SF2	Автоматический выключатель 2П 6А AC	2
SF3, SF4	Автоматический выключатель 2П 2А AC	2
SF5 – SF8	Автоматический выключатель 2П 2А DC	4
XT1, XT2	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	6
XT3 – XT6	Клемма 4-х проводная проходная с сечением проводника до 4мм ²	8
	Шкаф навесной Rittal 500x1000x250 с монтажной панелью	1
	Кабельные органайзеры	1
PE	Шина заземления	1
ПО	Комплект ПО "TOPAZ IEC Data Access Server КП"	1

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3			
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/10/6 кВ №711 "Тополь" АСУ ТП	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ташкин				12.16		П	9	1
Проверил	Андреев				12.16				
Нач.отд.	Клименко				12.16				
Н.контр.	Селиванова				12.16	Общий вид шкафа ССПИ №3 (4, 5, 6, 7, 8)			
ГИП	Соболев				12.16				

Приложение А

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

г. Санкт-Петербург

«17» февраля 2017 г.

СВИДЕТЕЛЬСТВО

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

№ 0423-2017-7842342777-06

Выдано члену саморегулируемой организации:

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

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

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

Начало действия с «17» февраля 2017 г.

Свидетельство без приложения недействительно.

Свидетельство действительно без ограничения срока и территории его действия.

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

Первый заместитель директора



(подпись)

Серов В.А.
фамилия, инициалы

003818

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ К СВИДЕТЕЛЬСТВУ

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

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

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол. Лист № док Подп. Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

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 «БОО»
В.А. Серов

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол. Лист № док Подп. Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

Приложение Б

ФПИ-109/08/15-ОТР Приложение Б

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



А. В. Чегодаев

2014г.


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



А.Ю. Иржак

2014г.

Москва 2014 г.

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

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

1.8	Основные технико-экономические показатели	Принять по утвержденным прогрессивным технико-экономическим показателям, нормам и аналогам. Предусмотреть мероприятия по снижению материалов и энергоёмкости, трудовых и финансовых затрат.
1.9	Выделение пусковых комплексов (этапов)	При разработке ОТР (основных технических решений), согласно требований пункта 1.5, определить необходимость выделения пусковых комплексов.
1.10	Сроки начала и окончания строительства	Начало – 1 кв. 2016 г. Окончание – 4 кв. 2017 г.
1.11	Сроки начала и окончания проектирования	Начало – 1 кв. 2015 г. Окончание – 4 кв. 2015 г.
1.12	Источник финансирования	Средства ОАО «МОЭСК»
2. Основные требования к проектным решениям		
2.1.	Архитектурно-планировочные решения, условия блокировки, основные принципы планировки помещений, обеспечение комфортности помещений, наружная и внутренняя отделка.	В соответствии с действующими нормативными документами.
2.2	Технологические решения и оборудование.	<p>Технологические решения выбора оборудования должны соответствовать требованиям НТД, техническим условиям и технологическому заданию, выданному ОАО «МОЭСК».</p> <p>При проектировании учесть выполнение следующих мероприятий.</p> <p>На ПС 110/10/6 кВ № 711 <u>Тополь</u>:</p> <p>Выполнить реконструкцию ОРУ-110 кВ по схеме «мостик» с сооружением ремонтной перемычки со стороны линий. Тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.</p> <p>Заменить существующие трансформаторы мощностью 2х40 МВА напряжением 110/10/6 кВ на трансформаторы мощностью 2х63 МВА напряжением 110/10/6 кВ, оснащенные устройствами РПН (тип определить проектом).</p> <p>Выполнить реконструкцию ЗРУ-10 кВ с заменой вводных и секционного выключателей на вакуумные выключатели и оборудования с недостаточной пропускной способностью. Установить второй вакуумный выключатель в секционной перемычке 1а и 2а секций. Отключающую способность устанавливаемых выключателей и дополнительный объем реконструкции ЗРУ-10 кВ определить проектом.</p> <p>Соорудить две дополнительные секции ЗРУ 10 кВ, рассчитанные на присоединение 14 ячеек. Питание новых секций 10 кВ выполнить от устанавливаемых трансформаторов с помощью разилок из вводных выключателей.</p>

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

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, BF80 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.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

- применяемые токоограничивающие реакторы должны выдерживать расчетный ток термической стойкости в течение 6 секунд.

5. КРУ-10 кВ:

- ячейки КРУ должны иметь конструкцию предусматривающую перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при закрытой фасадной двери;

- все заземляющие ножи в КРУ должны быть быстродействующие с пружинным механизмом;

- ТН 10 кВ должны быть 4х обмоточные с тремя вторичными обмотками.

6. Система СН;

- степень защиты корпусов шкафов должна быть не менее IP 43;

- автоматы отходящих присоединений должны быть стационарные;

- в каждом шкафу отходящих линий должны быть установлены групповые рубильники;

- степень секционирования внутреннего объема шкафа должна быть не менее 3б.

7. Блокировка ПС:

- Питание блокировки ПС должно осуществляться от ЩПТ через шкаф питания оперативной блокировки разъединителей предусматривающий электрическое разделение цепей.

8. Ограничить токи короткого замыкания на шинах 6-10 кВ ПС «Тополь» до 12кА.

9. Спроектировать кабельные туннели для организационного выхода кабелей 6-10кВ с территории подстанции. Устройство туннелей согласовать организацией, проектирующей КЛ и организацией их эксплуатирующей.

10. Выполнить предпусковой диагностику состояния системы оперативного постоянного тока с привлечением специализированных организаций.

11. Схему фазировки первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго № 41-24/93 от 20.07.1981 г. «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов».

12. Ошиновку 6-10 кВ устанавливаемых силовых трансформаторов на ОРУ изолировать термоусаживаемым материалом.

13. Установить в зданиях и сооружениях распределительных устройств 6-10 кВ устройства отпугивания животных.

В проекте выполнить

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

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.

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

– применять микропроцессорные терминалы защит успешно прошедшие испытания на электромагнитную совместимость в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 «Требования к помехоустойчивости технических средств установленных на электрических станциях и подстанциях», а также требованиям стандарта МЭС 61850 раздел 3;

– в проекте предусматривать финансирование работ по проверке электромагнитной обстановки на подстанции и устранение выявленных недочётов.

Раздел «Релейная защита»

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

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

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

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

Раздел «Противоаварийная и режимная автоматика»

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

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

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

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

коммутаторов к проектируемым маршрутизаторам, а также проектируемого оборудования узла доступа к узлам агрегации технологической сети и передачи данных ОАО «МОЭСК».

6. Оборудование связи должно располагаться в телекоммуникационных шкафах двухстороннего обслуживания.

7. Комплектацию оборудования связи, определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ предприятия электрических сетей, управлением СДТУ ОАО «МОЭСК» и всеми заинтересованными организациями.

8. Организовать основные и резервные (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи команд релейной защиты и автоматики в соответствии со схемой включения защит. Плановый или аварийный вывод из работы любого элемента цифровой системы передачи или волоконно-оптической линии связи не должен приводить к отключению двух ДЗЛ одной линии.

9. Организовать основные и резервные (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи команд противоаварийной автоматики в соответствии с разделом «Противоаварийная и режимная автоматика» проектной документации по данному титулу.

10. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы диспетчерской телефонной связи на информационном направлении:

ПС «Тополь» – РДП ПЭС.

11. Организовать основные и резервные (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи телеинформации о технологических режимах работы оборудования на информационных направлениях:

ПС «Тополь» – РДП ПЭС;

ПС «Тополь» – ДП филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

12. Получить в службе ТМиС филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ технические условия на присоединение каналов передачи телеинформации о технологических режимах работы оборудования от ПС «Тополь» к Центральной приёмо-передающей станции филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

13. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для системы учёта электроэнергии АИИС КУЭ на информационном направлении:

ПС «Тополь» – ДП ПЭС.

14. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи технологической информации из АСУ ТП ПС «Тополь» в АСДУ сетевого предприятия в соответствии с требованиями раздела по АСУ ТП.

Адреса опорных узлов сети сбора и передачи

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

12

Устройства системы электропитания: выпрямители,

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.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

оборудования, и т.д.) с целью определения необходимости выполнения реконструкции (модернизации), установки системы АСУ ТП; решение согласовать с управлением ТМ исполнительного аппарата. При обследовании использовать «Руководящие указания по критериям оценки технического состояния аппаратуры телемеханики энергосистем» (РД 34.48.511-96 от 22 июля 1996г.). При реконструкции или модернизации следует руководствоваться требованиями главы 3.3 «Правил устройства электроустановок». Тип, состав оборудования и структурную схему АСУ ТП согласовать на этапе проектирования с управлением ТМ ОАО «МОЭСК». Оборудование АСУ ТП должно быть аттестовано в аккредитованном центре ОАО «Россети» и входить в перечень оборудования, допущенного к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Россети». На момент начала проектирования запросить в ОАО «МОЭСК» наличие смежных титулов и стадию их выполнения, при проектировании учесть ход работ по смежным титулам.

1.2. Проектирование АСУ ТП ПС №711 «Тополь» вести в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009, РД 34.35.120-90, РД 153-34.1-35.127-2002.

1.3. Реализовать АСУ ТП ПС на базе SCADA – системы. Схему функционирования программно-аппаратных средств центрального уровня АСУ ТП ПС выполнить на базе серверов/промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования.

1.4. Применить резервируемую схему ЛВС АСУ ТП ПС в соответствии с рекомендациями МЭК 61850. Обеспечить автоматическую реконфигурацию коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети и сходимость до 250 мс.

1.5. Интеграцию оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС осуществить по протоколам обмена рекомендованными МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850). Тип протоколов, интерфейс передачи данных, параметры настроек протоколов, перечни сигналов согласовать на этапе проектирования со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС и управлением ТМ ОАО «МОЭСК».

1.6. Функциональные возможности АСУ ТП должны соответствовать СО 153-34.20.187-2003, СТО 56947007-29.240.10.028-2009, положению о технической политике ОАО «МОЭСК».

1.7. Предусмотреть резервное управление первичным оборудованием при отказах АСУ ТП ПС, включая телеуправление.

1.8. Прокладку цифровых кабельных связей выполнить в отдельных кабельных лотках, с протяжкой в негорючей ПВХ гофрированной трубе. Решения по размещению оборудования АСУ ТП нижнего и среднего уровней согласовать на этапе проектирования со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС.

1.9. Технические средства АСУ ТП ПС должны

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

15

соответствовать Технической политике ОАО «МОЭСК» (запросить в управлении телемеханики ОАО «МОЭСК» до начала проектирования), а также:

1.9.1. По климатическим условиям эксплуатации – ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001;

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;

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%);

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);

1.9.5. Предусмотреть возможность расширения системы телемеханики.

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.

1.11. Перечень и содержание экраных форм операторского интерфейса, состав отчетных документов согласовать на этапе проектирования согласовать со службами АСТУ и ТМ филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС.

1.12. Организовать обучение персонала филиала филиала ОАО «МОЭСК» Северные ЭС по обслуживанию и эксплуатации АСУ ТП ПС.

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.

1.14. Разработать программу комплексных испытаний системы АСУ ТП и согласовать её с Московским РДУ и ОАО «МОЭСК».

1.15. По окончании работ выполнить комплексные

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

16

2.4. Организовать на ПС автоматизированные рабочие

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

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

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

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 счётчиков.

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.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

21

измерений.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

22

установить пломбируемые измерительные клеммы с размыкателями и короткозамкательями.

3. Требования к сдаче измерительного комплекса в эксплуатацию (отразить в проектной документации).

3.1 Сдача в эксплуатацию ИК, установленного на ПС «Тополь», проводится следующим образом:

3.1.1. После завершения проектных, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, для допуска ИК в эксплуатацию приказом по предприятию создается рабочая комиссия, в состав которой должны входить представители ОАО «МОЭСК», электросетевого филиала, филиала «Энергоучёт» и подрядной организации.

3.1.2. Рабочей комиссии должны быть представлены: смонтированные в соответствии с проектом действующие ИК; утвержденный ОАО «МОЭСК» рабочий проект; паспорта (формуляры) на ТТ; свидетельства о поверке на измерительные трансформаторы тока, выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии; сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений, входящих в состав ИК; паспорта-протоколы на ИК.

3.1.3. Решение о допуске ИК в эксплуатацию принимается рабочей комиссией и оформляется Актом допуска ИК учета электроэнергии в эксплуатацию.

Раздел «Качество электроэнергии»

1. Требования к проектированию

Проектом предусмотреть установку приборов контроля качества электрической энергии на ПС «Тополь» на каждой реконструируемой и вновь вводимой секции шин.

Для решения задач по компоновке и расположению приборов контроля качества электрической энергии и сопутствующего оборудования рекомендуется использовать типовые шкафы контроля качества электроэнергии типа УНКПКЭ «Ресурс» или аналогичные, в составе которых предусмотрены приборы контроля качества электроэнергии удовлетворяющие следующим требованиям.

1. В качестве прибора контроля качества электрической энергии использовать «Ресурс-Е4» щитового исполнения или аналогичные. Приборы должны соответствовать классу А по ГОСТ Р 51317.4.30-2008 «Методы измерений показателей качества электроэнергии» и обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии ГОСТ Р 54149-2010 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» и формирование протоколов качества электрической энергии осуществлять в соответствии с действующими стандартами нормативной документации. Тип прибора согласовать с управлением метрологии и системы качества электроэнергии на этапе проектирования.

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

23

утверждении типа, действующие на момент ввода в эксплуатацию оттиски поверительных клейм или свидетельства о поверке (ст. 9 ФЗ РФ от 26.06.2008 г. №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», п. 1.7 ПР 50.2.006-94 «Порядок проведения поверки средств измерений»). В случае отсутствия действующих оттисков поверительных клейм или свидетельств о поверке провести метрологическое обеспечение средств измерений. Средства измерений должны иметь метрологические характеристики нормируемые ГОСТ Р 51317.4.30-2008 для класса А.

Предусмотреть передачу данных с приборов контроля качества электрической энергии на АРМ ККЭ с установленным на нем программным обеспечением, позволяющим выводить на печать протоколы измерений качества электрической энергии. Организовать удаленный доступ из отдела (сектора) контроля качества электроэнергии через АСУ ТП к приборам контроля качества электроэнергии для получения информации.

При наличии выходов телесигнализации у прибора контроля качества электроэнергии, предусмотреть передачу сигналов диспетчеру операционной зоны о неисправности прибора контроля качества электроэнергии и о ухудшении качества электроэнергии, по средствам телемеханики.

1.1. Приборы контроля качества электрической энергии подключить к измерительным трансформаторам напряжения и измерительным трансформаторам тока, обмоткам измерений классом точности не хуже 0,5.

Трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746-01 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

1.2. Для обеспечения непрерывности измерений предусмотреть резервирование питания приборов контроля качества электроэнергии, устанавливаемых на подстанции, или подключение к источнику бесперебойного питания.

1.3. Для отыскания виновника искажения качества электрической энергии предусмотреть в сметах к проекту расходы на приобретение переносного измерителя показателей качества электрической энергии «РЕСУРС-UF-2М-4Т52-5-100-1000» или аналогичный. Прибор должен быть укомплектован четырьмя измерительными токовыми клещами, поставляемыми производителем совместно с прибором и соответствовать классу А по ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

1.4. Проект должен быть выполнен специализированной организацией, имеющей соответствующие лицензии.

Электронную копию проектной документации с разделом «Качество электрической энергии» представить в управление по метрологии и системы качества электроэнергии ОАО «МОЭСК».

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

24

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-ИОС5

Лист

25

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

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

Раздел «По пожарной безопасности»

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

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

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

Раздел «По инженерным обеспечивающим системам»

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

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

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

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

водосбросом, снегозадержанием и антиобледенительными системами;

4. В помещениях имеющих электрическое отопление, установить автоматические системы централизованного регулирования температуры;

5. Обеспечить оснащение производственных помещений системами вентиляции в соответствии с требованиями нормативной документации и правил охраны труда;

6. В производственных помещениях, в зависимости от функционального назначения, предлагается наливные полы на основе полиуретана или эпоксидных смол;

7. Проект фундаментов выполнить в соответствии с геологическими исследованиями грунтов, исключающих в процессе эксплуатации их выдавливание и проседание, выполнить защитную гидроизоляцию фундаментов;

8. При наличии полуподвальных и подвальных помещений они должны обеспечиваться наружной дренажной системой отвода грунтовых, талых и дождевых вод, иметь наружную гидроизоляцию оснований и стен.

9. Сделать реконструкцию маслоприемников, маслопроводов и маслосборника.

10. Предусмотреть проектом водопонижение территории.

Раздел «Освещение»

При проектировании освещения подстанции необходимо предусмотреть применение энергосберегающих светодиодных светильников со сроком службы не менее 10 лет.

Периметральное освещение должно включаться вручную и автоматически от датчика освещенности.

Освещение ОРУ и внутриподстанционных площадок должно включаться вручную.

Запрещено применение светильников и указателей со встроенными аккумуляторными батареями, все аварийные осветительные и указательные приборы должны быть запитаны от СОПТ в послеаварийном режиме, все указанные приборы должны иметь возможность питания переменным и постоянным током 220 В.

Выключатели основного освещения в помещениях должны быть установлены в ряду ближе к входной двери, аварийного – дальше.

На лестничных клетках, а так – же в проходных помещениях необходимо устанавливать систему проходного управления светом.

Схема питания освещения ОРУ должна быть кольцевой с обеспечением возможности вывода из работы любого участка кабельной линии и осветительного прибора.

Раздел «По зданиям и сооружениям»

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,

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

28

		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-ИОС5

Лист

		<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

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

30

		документами.
3.1.7.	Энергосберегающие мероприятия	Разработать раздел в соответствии с действующими нормативными документами.
3.1.8.	Инженерно-технические мероприятия ГО и ЧС	Определить необходимость согласования со службами ГО и ЧС.
3.2	Бизнес-план	Рассчитать экономическую эффективность проекта.
3.3	Базовые значения основных технико-экономических показателей	Принять по утвержденным прогрессивным технико-экономическим показателям, нормам и аналогам. Предусмотреть мероприятия по снижению материало- и энергоемкости, трудовых и финансовых затрат.
3.4	Требования к проектной документации	Проектную и рабочую документацию выполнить и предоставить: 4 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр на электронном носителе в системе AutoCAD, 1 экземпляр на электронном носителе в системе PDF (с согласованиями).
3.5	Разработка план-графика строительства (реконструкции) объекта	Разработать план – график строительства объекта на основе «Методики разработки типовых графиков производства работ по строительству ПС и КВЛ с учетом декомпозиционной разбивки по видам работ. Выбор программного обеспечения согласовать с заказчиком. Проект организации строительства должен отражать оптимальные сроки проведения работ с учетом режимных периодов.
3.6	Разработка тендерной документации	Выполнить том «Тендерная документация» в составе: - Согласованный Заказчиком сводно-сметный расчет. - Извлечения из проектной документации (Проект организации строительства. Пояснительная записка) с описанием места расположения, объемов и условий строительства (реконструкции), а также потребности в материально-технических ресурсах и механизмах - Сводные спецификации (отдельным томом) с разделением материалов и оборудования на поставку Заказчика и Подрядчика. - Согласованные Заказчиком опросные листы.
4. Прочие сведения		
4.1	Исходные данные, передаваемые Заказчиком проектной организации	Перечень исходных данных с учетом нормативных документов, сроки подготовки и передачи их заказчиком определяются договором и календарным планом разработки проекта. ТУ на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации с подстанций ОАО «МОЭСК» к диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.
4.2	Документация, передаваемая проектной организацией заказчику	Комплект проектно-сметной документации передается заказчику в следующем количестве: - бумажная версия – 4 экземпляра; - электронная версия в не редактируемом формате (TIF, PDF) – 1 к-т; - электронная версия сметной документации в формате (PDF и АРПС) – 1 к-т.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

31

5. Согласование проекта		
5.1	Проектную документацию согласовать	с ОАО «Московская объединенная электросетевая компания», Северными электрическими сетями - филиалом ОАО «МОЭСК», Центральным Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Центральному Федеральному Округу, Мособлэкспертизой и другими заинтересованными организациями.

Заместитель директора-
главный инженер СЭС – филиала ОАО «МОЭСК»

С.А. Иванников

Заместитель директора по капитальному
строительству СЭС – филиала ОАО «МОЭСК»

Г.О. Марцинковский

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель технического директора
по высоковольтным сетям ОАО «МОЭСК»

И.И. Кузнецов

Директор департамента
организации реконструкции и
технического развития ОАО «МОЭСК»

Г.С. Сиденко

Директор департамента
перспективного развития сети ОАО «МОЭСК»

А.А. Митяев

С.А. Иванников
Г.О. Марцинковский
И.И. Кузнецов
Г.С. Сиденко
А.А. Митяев
В.Б. Петров
А.В. Тюленев
С.А. Иванников
Г.О. Марцинковский
И.И. Кузнецов
Г.С. Сиденко
А.А. Митяев
В.Б. Петров
А.В. Тюленев

ЗАМ. НАЧАЛЬНИКА
СЯЗПИ
ТЮЛЕНЕВ А.В.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

Приложение В



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ ОАО «СО ЕЭС»
«РЕГИОНАЛЬНОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МОСКВЫ
И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ»

ул. Староалексеевская, д. 9, г. Москва, 129626
Тел.: (495) 686-69-05, 617-43-15
Факс: (495) 686-69-50, 617-40-05
E-mail: escc@mosreg.ru
<http://www.so-eps.ru/>

Первому заместителю
генерального директора –
главному инженеру
ОАО «МОЭСК»
А.В. Чегодаеву

16.03.2015 № 136-6-17-19-812
на № _____ от _____

О выдаче ТУ

Уважаемый Анатолий Васильевич!

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ (далее Московское РДУ) направляет актуализированные Технические условия (ТУ) на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к диспетчерскому коммутатору и ЦППС Московского РДУ, с учётом Изменений №3, которые вносятся в Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России, от 14.01.2015г.

Приложение: ТУ на 13 л. в 1 экз.

Первый заместитель директора-
главный диспетчер

А.С. Куделин

В.Н. Калашников
(495) 617 43 90

МОЭСК/Вх-5483
от 18.03.2015 г.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

1

СОГЛАСОВАНО
Заместитель директора
по информационным технологиям
ОАО «СО ЕЭС»
Московское РДУ
И.А. Щипицин
« 16 » 03 2015 г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель директора
– главный диспетчер
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Московское РДУ
А.С. Куделин
« 16 » 03 2015 г.

Технические условия
на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и передачи
телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к
диспетчерскому коммутатору и ЦППС
Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

1. С каждого объекта электроэнергетики, указанного в Приложении 1, должно быть организовано по два (основной и резервный) канала прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации (без промежуточной обработки) в диспетчерский центр (далее - ДЦ) Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ (далее – Московское РДУ).
2. С каждого объекта электроэнергетики, указанного в Приложении 2, допускается организация передачи телеинформации на ДЦ Московского РДУ путем ретрансляции с центрального узла связи (далее – ЦУС) ОАО «МОЭСК».
3. С каждого объекта электроэнергетики, указанного в Приложении 3, допускается организация передачи телеинформации на ДЦ Московского РДУ путем ретрансляции с ЦУС ОАО «МОЭСК» (требования по передаче телеинформации выставляются только при наличии объектной ССПИ).
4. С районных диспетчерских пунктов (далее – РДП) операционных зон электрических сетей, РДП Московской кабельной сети и РДП Высоковольтных кабельных сетей на ДЦ Московского РДУ должно быть организовано по два (основной и резервный) канала прямой диспетчерской связи.
5. С ЦУС ОАО «МОЭСК» должно быть организовано по два (основной и резервный) канала прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации на ДЦ Московского РДУ).
6. Ретрансляция в Московское РДУ телеметрической информации с ЦУС ОАО «МОЭСК», поступающей в ЦУС с объектов электроэнергетики, должна осуществляться ОАО «МОЭСК» с соблюдением технических

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

требований, установленных в Приложении №5 к Типовому соглашению о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России (актуальная редакция).

7. Изменение схемы и порядка текущего информационного обмена между объектами электроэнергетики, указанными в Приложениях №№ 1, 2 и 3, и ДЦ Московского РДУ в части прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации, может осуществляться только по предварительному письменному согласованию с Московским РДУ.

8. Основной и резервный каналы связи должны быть организованы по двум географически разнесенным трассам до следующих узлов доступа, на которых установлено оборудование транспортной сети связи ОАО «СО ЕЭС»:

- ММТС-5 по адресу: Москва, ул. Гончарная, д. 30 – для основных каналов связи;
- ЦУС ОАО «МОЭСК» по адресу: Москва, ул. Нижняя Красносельская, д. 6 стр. 1 – для резервных каналов связи.

9. Подключение к оборудованию ОАО «СО ЕЭС», установленному на вышеуказанных узлах связи, производить:

- каналов диспетчерской связи – в потоке E1;
- каналов передачи телеинформации – по Ethernet.

10. В составе проектной документации необходимо разработать и согласовать с Московским РДУ следующие схемы: схему организации основного и резервного каналов прямой диспетчерской связи, схему организации основного и резервного каналов передачи телеинформации, логическую схему передачи телеинформации. Каждая схема должна быть выполнена на отдельном листе. На схемах должны быть показаны оба канала, основной и резервный, соединяющие объект электроэнергетики с ДЦ Московского РДУ.

10.1. К схеме организации основного и резервного каналов прямой диспетчерской связи и схеме организации основного и резервного каналов передачи телеинформации должны быть приложены матрицы коммутации. В матрице коммутации должно быть показано все активное оборудование, участвующее в коммутации канала.

10.2. На схемах организации основного и резервного каналов прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации должна быть показана следующая информация: указана общая пропускная способность каждого канала и ее распределение по видам трафика; должны быть обозначены

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

узлы связи с указанием их места расположения (адрес), включая узлы сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходят каналы связи; краткие характеристики протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием Системного оператора.

10.3. На логической схеме передачи телеинформации и схеме организации основного и резервного каналов передачи телеинформации должны быть показаны параметры сетевых настроек.

11. Основные и резервные каналы прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации должны быть организованы по двум географически разнесенным трассам. На объектах электроэнергетики каналы должны идти через разное оборудование.

12. При использовании в схемах организации основного и резервного каналов сетей сторонних операторов связи необходимо использовать сети разных операторов связи для каждого канала.

13. Тип сигнализации для каналов диспетчерской связи: АДАСЭ. По согласованию с Московским РДУ возможно применение других типов цифровых интерфейсов и сигнализации.

14. Оконечным оборудованием диспетчерской телефонной связи должны быть устройства, обеспечивающие связь без набора номера, при этом должна осуществляться запись всех диспетчерских переговоров с оперативным персоналом объекта электроэнергетики с сохранением записей в соответствии с установленным порядком.

15. Между ДЦ Московского РДУ и объектами электроэнергетики, указанными в Приложениях 1, должна быть организована производственно-технологическая телефонная связь.

16. Производственно-технологическая связь должна обеспечиваться по соединительным линиям, организованным между АТС Московского РДУ и АТС ЦУС ОАО «МОЭСК», и далее по корпоративной телефонной сети связи ОАО «МОЭСК».

17. Диспетчер Московского РДУ должен обладать преимущественным правом занятия каналов производственно-технологической телефонной связи.

18. Протокол передачи телеинформации: МЭК 870-5-104.

19. Реализовать следующие настройки протокола МЭК 870-5-104:

19.1. Обработываемые запросы от Московского РДУ в направлении объекта электроэнергетики:

- запрос на все данные: 100;
- запрос на синхронизацию времени: 103.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

19.2. Обработываемые запросы от объекта электроэнергетики в направлении Московского РДУ:

– окончание инициализации КП: 70.

19.3. Сервер телемеханики (далее – ТМ) на объекте электроэнергетики: Slave (контролируемая станция).

19.4. Тип блока данных передаваемых ТС:

– в случае запроса на все данные: 1;
– для передачи ТС по изменению: 30.

19.5. Начальный адрес ТС: 1.

19.6. Тип блока данных передаваемых ТИ:

– в случае запроса на все данные: 13;
– для передачи ТИ по изменению: 36.

19.7. Начальный адрес ТИ – 1001.

19.8. Передача телеинформации должна осуществляться в инженерных единицах измеряемых величин.

20. Каждый сервер ТМ (основной и резервный) на объекте электроэнергетики должен одновременно поддерживать соединение с основными и резервными серверами ТМ Московского РДУ.

21. Установленным на объектах электроэнергетики устройствам ОАО «МОЭСК» самостоятельно распределяет IP адреса из пула адресов, выделенных Московским РДУ

22. Каналы передачи телеинформации должны быть организованы через разные маршрутизаторы. Необходимо предусмотреть резервирование подключения каждого маршрутизатора к ЛВС на объекте электроэнергетики за счёт включения его сетевых интерфейсов в разные коммутаторы.

23. При взаимодействии между технологическими сегментами ЛВС ДЦ Московского РДУ и ОАО «МОЭСК» использовать статическую маршрутизацию.

24. Для достижения необходимых временных характеристик передачи телеметрической информации по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 необходимо гарантировать приоритетность телеметрического трафика над остальными, менее существенными потоками информации.

25. На всех узлах обработки трафика с телеметрической информацией (маршрутизаторы, коммутаторы) должна применяться технология QoS. Конкретные значения приоритетов пакетов, содержащих телеметрическую информацию должны быть определены согласовано для всех элементов сети и транспортных участков, входящих в сеть передачи телемеханической информации.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

5

26. Организовать мониторинг следующих параметров транспортной сети:


- загрузка процессора;
- использование памяти;
- состояние сетевых интерфейсов;
- мгновенные и средние суммарные объемы передаваемых и принимаемых через интерфейс данных за определённый период;
- количество ошибок разного типа, регистрируемых интерфейсом;
- задержки прохождения пакетов по каналу;
- величина джиттера пакетов в канале.

27. Для просмотра файлов аварийных осциллограмм обеспечить доступ персонала службы РЗА Московского РДУ к серверам регистраторов аварийных событий, установленных на подстанциях 220 кВ и 110 кВ ОАО «МОЭСК».

28. Данные ТУ и перечень объектов электроэнергетики, указанных в Приложениях 1, 2 и 3, могут быть пересмотрены при внесении изменений в «Перечень объектов диспетчеризации Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московского РДУ» или изменении требований к организации оперативно-диспетчерского управления.

29. Срок действия технических условий – 2 года.

Начальник службы телекоммуникаций
Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

 В.Н. Калашников

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

Приложение 1

к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филнала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

Перечень объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК», с которыми требуется организация каналов прямой диспетчерской связи и прямых каналов передачи информации.

№ п/п	Наименование ПС	№ п/п	Наименование ПС
1.	ПС 220 кВ Академическая	31.	ПС 220 кВ Руднево
2.	ПС 220 кВ Бабушкин	32.	ПС 220 кВ Сабурово
3.	ПС 220 кВ Баскаково	33.	ПС 220 кВ Свиблово
4.	ПС 220 кВ Борисово	34.	ПС 220 кВ Сигма
5.	ПС 220 кВ Бутово	35.	ПС 220 кВ Слобода
6.	ПС 220 кВ Бутырки	36.	ПС 220 кВ Старбеево
7.	ПС 220 кВ Владыкино	37.	ПС 220 кВ Тайнинка
8.	ПС 220 кВ Восточная	38.	ПС 220 кВ Уча
9.	ПС 220 кВ Встреча	39.	ПС 220 кВ Хвойная
10.	ПС 220 кВ Говорово	40.	ПС 220 кВ Хлебниково
11.	ПС 220 кВ Гольяново	41.	ПС 220 кВ Цаги
12.	ПС 220 кВ Горенки	42.	ПС 220 кВ Центральная
13.	ПС 220 кВ Гражданская	43.	ПС 220 кВ Чертаново
14.	ПС 220 кВ Гулево	44.	ПС 220 кВ Чоботы
15.	ПС 220 кВ Елоховская	45.	ПС 220 кВ Шуколово
16.	ПС 220 кВ Жулебино	46.	ПС 220 кВ Южная
17.	ПС 220 кВ Иловайская	47.	ПС 220 кВ Ясенево
18.	ПС 220 кВ Ильинская	48.	ПС 110 кВ Автозаводская
19.	ПС 220 кВ Коньково	49.	ПС 110 кВ Андроньевская
20.	ПС 220 кВ Красногорская	50.	ПС 110 кВ Боровое
21.	ПС 220 кВ Куркино	51.	ПС 110 кВ Ботино
22.	ПС 220 кВ Левобережная	52.	ПС 110 кВ Бруски
23.	ПС 220 кВ Лесная	53.	ПС 110 кВ Бутаково
24.	ПС 220 кВ Новобратцево	54.	ПС 110 кВ Водовод
25.	ПС 220 кВ Новософрино	55.	ПС 110 кВ Городок
26.	ПС 220 кВ Омега	56.	ПС 110 кВ Гребчиха
27.	ПС 220 кВ Павелецкая	57.	ПС 110 кВ Губино
28.	ПС 220 кВ Пенягино	58.	ПС 110 кВ Демихово
29.	ПС 220 кВ Подушкино	59.	ПС 110 кВ Динамо
30.	ПС 220 кВ Пресня	60.	ПС 110 кВ Дулево

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение 1
к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и
передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к
диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

№ п/п	Наименование ПС
61.	ПС 110 кВ Измайлово
62.	ПС 110 кВ Карачарово
63.	ПС 110 кВ Клишино
64.	ПС 110 кВ Кожухово
65.	ПС 110 кВ Красково
66.	ПС 110 кВ Лужники
67.	ПС 110 кВ Малино
68.	ПС 110 кВ Маяковская
69.	ПС 110 кВ МГУ
70.	ПС 110 кВ Метростроевская
71.	ПС 110 кВ Мишеронь
72.	ПС 110 кВ Москворецкая
73.	ПС 110 кВ Новоспасская
74.	ПС 110 кВ Озеры
75.	ПС 110 кВ Полет
76.	ПС 110 кВ Прожектор

№ п/п	Наименование ПС
77.	ПС 110 кВ Пятницкая
78.	ПС 110 кВ Решетниково
79.	ПС 110 кВ Рошаль
80.	ПС 110 кВ Семёновская
81.	ПС 110 кВ Сидорово
82.	ПС 110 кВ Сити
83.	ПС 110 кВ Спортивная
84.	ПС 110 кВ Стрелецкая
85.	ПС 110 кВ Угреша
86.	ПС 110 кВ Фрезер
87.	ПС 110 кВ Химки
88.	ПС 110 кВ Ходынка
89.	ПС 110 кВ Черемушки
90.	ПС 110 кВ Электрозаводская

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение 2
к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и
передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к
диспетчерскому коммутатору и ЦТПС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

**Перечень объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК», с которых
допускается передача телеинформации по ретрансляции
с ЦУС ОАО «МОЭСК»**

№ п/п	Наименование ПС	№ п/п	Наименование ПС
1	ПС 110 кВ Авсюнино	30	ПС 110 кВ Гжель
2	ПС 110 кВ АЗЛК	31	ПС 110 кВ Голицыно
3	ПС 110 кВ Алабушево	32	ПС 110 кВ Городня
4	ПС 110 кВ Алмазово	33	ПС 110 кВ Гребнево
5	ПС 110 кВ Ангелово	34	ПС 110 кВ Гришенки
6	ПС 110 кВ Апаренки	35	ПС 110 кВ Дарьино
7	ПС 110 кВ Бакеево	36	ПС 110 кВ Двойня
8	ПС 110 кВ Бакунино	37	ПС 110 кВ Дедово
9	ПС 110 кВ Барвиха	38	ПС 110 кВ Десна
10	ПС 110 кВ Белоомут	39	ПС 110 кВ Добрыниха
11	ПС 110 кВ Бережки	40	ПС 110 кВ Долгопрудная
12	ПС 110 кВ Бирюлево	41	ПС 110 кВ Донецкая
13	ПС 110 кВ Болятино	42	ПС 110 кВ Донино
14	ПС 110 кВ Бор	43	ПС 110 кВ Дроздово
15	ПС 110 кВ Бородино	44	ПС 110 кВ Дружба
16	ПС 110 кВ Бронницы	45	ПС 110 кВ Дубровская
17	ПС 110 кВ Булгаково	46	ПС 110 кВ Дуговая
18	ПС 110 кВ Ваулово	47	ПС 110 кВ Духанино
19	ПС 110 кВ Вернадская	48	ПС 110 кВ Дятлово
20	ПС 110 кВ Весенняя	49	ПС 110 кВ Егорьевск
21	ПС 110 кВ Взлетная	50	ПС 110 кВ Жегалово
22	ПС 110 кВ Видное	51	ПС 110 кВ Загорск
23	ПС 110 кВ Вихрево	52	ПС 110 кВ Заповедник
24	ПС 110 кВ Войковская	53	ПС 110 кВ Зарайск
25	ПС 110 кВ Волоколамск	54	ПС 110 кВ Затишье
26	ПС 110 кВ Выхино	55	ПС 110 кВ Звенигород
27	ПС 110 кВ Вяземы	56	ПС 110 кВ Зеленоградская
28	ПС 110 кВ Гавриково	57	ПС 110 кВ Ива
29	ПС 110 кВ Гавриловская	58	ПС 110 кВ Ивановская

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение 2

к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

№ п/п	Наименование ПС	№ п/п	Наименование ПС
59	ПС 110 кВ Игнатово	93	ПС 110 кВ Малаховка
60	ПС 110 кВ Истомкино	94	ПС 110 кВ Мамонтовская
61	ПС 110 кВ Карьер	95	ПС 110 кВ Марьино
62	ПС 110 кВ Кислородная	96	ПС 110 кВ Маслово
63	ПС 110 кВ Клин	97	ПС 110 кВ Менделеево
64	ПС 110 кВ Клязьма	98	ПС 110 кВ Минеральная
65	ПС 110 кВ Коломна	99	ПС 110 кВ Мишуково
66	ПС 110 кВ Константиново	100	ПС 110 кВ Можайск
67	ПС 110 кВ Коптево	101	ПС 110 кВ Монино
68	ПС 110 кВ Косино	102	ПС 110 кВ Мох
69	ПС 110 кВ Костино	103	ПС 110 кВ Мухино
70	ПС 110 кВ Красногорка	104	ПС 110 кВ Мцыри
71	ПС 110 кВ Красные Горки	105	ПС 110 кВ Новые-Поддипки
72	ПС 110 кВ Кубинка	106	ПС 110 кВ Нарофоминск
73	ПС 110 кВ Кудиново	107	ПС 110 кВ Нахабино
74	ПС 110 кВ Кукарينو	108	ПС 110 кВ Нащекино
75	ПС 110 кВ Курьяново	109	ПС 110 кВ Некрасовка
76	ПС 110 кВ Кучино	110	ПС 110 кВ Немчиновка
77	ПС 110 кВ Лаговская	111	ПС 110 кВ Непецино
78	ПС 110 кВ Ларино	112	ПС 110 кВ Новодомодедово
79	ПС 110 кВ Лебедево	113	ПС 110 кВ Новокунцево
80	ПС 110 кВ Ленинградская	114	ПС 110 кВ Одинцово
81	ПС 110 кВ Ленинская	115	ПС 110 кВ Октябрьская
82	ПС 110 кВ Леоново	116	ПС 110 кВ Орбита
83	ПС 110 кВ Летово	117	ПС 110 кВ Орево
84	ПС 110 кВ Лядино	118	ПС 110 кВ Орехово
85	ПС 110 кВ Ликино	119	ПС 110 кВ Отрадное
86	ПС 110 кВ Ловцы	120	ПС 110 кВ Павлово
87	ПС 110 кВ Лопасня	121	ПС 110 кВ Павшино
88	ПС 110 кВ Лопатино	122	ПС 110 кВ Панфиловская
89	ПС 110 кВ Луговая	123	ПС 110 кВ Передельцы
90	ПС 110 кВ Лыткарино	124	ПС 110 кВ Перемилово
91	ПС 110 кВ Ляхово	125	ПС 110 кВ Пернатово
92	ПС 110 кВ Макарово	126	ПС 110 кВ Планерная

2

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

10

Приложение 2

к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

№ п/п	Наименование ПС	№ п/п	Наименование ПС
127	ПС 110 кВ Поварово	161	ПС 110 кВ Сычи
128	ПС 110 кВ Подольск	162	ПС 110 кВ Таганская
129	ПС 110 кВ Подрезково	163	ПС 110 кВ Талдом 1
130	ПС 110 кВ Полиграф	164	ПС 110 кВ Талдом 2
131	ПС 110 кВ Полянка	165	ПС 110 кВ Теплый Стан
132	ПС 110 кВ Прогресс	166	ПС 110 кВ Тимохово
133	ПС 110 кВ Пурлово	167	ПС 110 кВ Тополь
134	ПС 110 кВ Пушкино	168	ПС 110 кВ Туменская
135	ПС 110 кВ Пуцино	169	ПС 110 кВ Тушино
136	ПС 110 кВ Радовицы	170	ПС 110 кВ Фабричная
137	ПС 110 кВ Райки	171	ПС 110 кВ Фетищево
138	ПС 110 кВ Рижская	172	ПС 110 кВ Фили
139	ПС 110 кВ Роса	173	ПС 110 кВ Фосфоритная
140	ПС 110 кВ Росткино	174	ПС 110 кВ Фрязино
141	ПС 110 кВ Рубин	175	ПС 110 кВ Хомутово
142	ПС 110 кВ Рублево	176	ПС 110 кВ Хотьково
143	ПС 110 кВ Руза	177	ПС 110 кВ Чанки
144	ПС 110 кВ Рыболово	178	ПС 110 кВ Черкизово
145	ПС 110 кВ Самарская	179	ПС 110 кВ Черноголовка
146	ПС 110 кВ Селятино	180	ПС 110 кВ Чирково
147	ПС 110 кВ Сенеж	181	ПС 110 кВ Чистая
148	ПС 110 кВ Серпухов	182	ПС 110 кВ Чухлинка
149	ПС 110 кВ Сетунь	183	ПС 110 кВ Шереметьево
150	ПС 110 кВ Сирена	184	ПС 110 кВ Шерна
151	ПС 110 кВ Смена	185	ПС 110 кВ Шиферная
152	ПС 110 кВ Сокольники	186	ПС 110 кВ Шульгино
153	ПС 110 кВ Солнечногорск	187	ПС 110 кВ Щапово
154	ПС 110 кВ Солнцево	188	ПС 110 кВ Экран
155	ПС 110 кВ Софрино	189	ПС 110 кВ Электросталь
156	ПС 110 кВ Строгино	190	ПС 110 кВ Эра
157	ПС 110 кВ Стромьинка	191	ПС 110 кВ Юбилейная
158	ПС 110 кВ Суворово	192	ПС 110 кВ Юрьев
159	ПС 110 кВ Сухарево	193	ПС 110 кВ Ядрошино
160	ПС 110 кВ Сырово	194	ПС 110 кВ Яковлево

3

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

11

Приложение 2
к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и
передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к
диспетчерскому коммутатору и ЦДПС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

№ п/п	Наименование ПС
195	ПС 110 кВ Ямуга

№ п/п	Наименование ПС
196	ПС 110 кВ Ярославская

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

12

Приложение 3
к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и
передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к
диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

**Перечень объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК», с которых
допускается передача телеинформации по ретрансляции
с ЦУС ОАО «МОЭСК» (требования по передаче телеинформации
выставляются только при наличии объектной ССПИ).**

№ п/п	Наименование ПС	№ п/п	Наименование ПС
1	ПС 110 кВ Агат	30	ПС 110 кВ Зуево
2	ПС 110 кВ Аксаково	31	ПС 110 кВ Зюзино
3	ПС 110 кВ Акулово	32	ПС 110 кВ Калиново
4	ПС 110 кВ Аленино	33	ПС 110 кВ Карболит
5	ПС 110 кВ Анно	34	ПС 110 кВ Каринская
6	ПС 110 кВ Аэропорт	35	ПС 110 кВ Каширская
7	ПС 110 кВ Балашиха	36	ПС 110 кВ Кварц
8	ПС 110 кВ Беляево	37	ПС 110 кВ Климовская
9	ПС 110 кВ Бочманово	38	ПС 110 кВ Колонцово
10	ПС 110 кВ Былово	39	ПС 110 кВ Колыберово
11	ПС 110 кВ Венюково	40	ПС 110 кВ Коровино
12	ПС 110 кВ Веря	41	ПС 110 кВ Котельники
13	ПС 110 кВ Вороново	42	ПС 110 кВ Круг
14	ПС 110 кВ Время	43	ПС 110 кВ Крутое
15	ПС 110 кВ Гальцово	44	ПС 110 кВ Крылатская
16	ПС 110 кВ Глубокое	45	ПС 110 кВ Кузнецово
17	ПС 110 кВ Глухово	46	ПС 110 кВ Кузьминки
18	ПС 110 кВ Гоголево	47	ПС 110 кВ Кунья
19	ПС 110 кВ Головлянка	48	ПС 110 кВ Кулава
20	ПС 110 кВ Гранит	49	ПС 110 кВ Куровская
21	ПС 110 кВ Давыдково	50	ПС 110 кВ Лазарево
22	ПС 110 кВ Дворяки	51	ПС 110 кВ Лефортово
23	ПС 110 кВ Дзержинская	52	ПС 110 кВ Лешково
24	ПС 110 кВ Ельдигово	53	ПС 110 кВ Лианозово
25	ПС 110 кВ Ельня	54	ПС 110 кВ Ломоносово
26	ПС 110 кВ Жостово	55	ПС 110 кВ Лосинка
27	ПС 110 кВ Загорново	56	ПС 110 кВ Лотошино
28	ПС 110 кВ Захарово	57	ПС 110 кВ Люблино
29	ПС 110 кВ Зубовская	58	ПС 110 кВ Мамоново

1

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ФПИ-109/08/15-ИОС5

Лист

13

Приложение 3
к Техническим условиям на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и
передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ОАО «МОЭСК» к
диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ

№ п/п	Наименование ПС	№ п/п	Наименование ПС
59	ПС 110 кВ Митяево	85	ПС 110 кВ Сорокино
60	ПС 110 кВ Мнусская	86	ПС 110 кВ Сосны
61	ПС 110 кВ Молоково	87	ПС 110 кВ Сумская
62	ПС 110 кВ Нагорная	88	ПС 110 кВ Сушкинская
63	ПС 110 кВ Наро-Осаново	89	ПС 110 кВ Талеж
64	ПС 110 кВ Никитская	90	ПС 110 кВ Тепловозная
65	ПС 110 кВ Новоцементная	91	ПС 110 кВ Ткацкая
66	ПС 110 кВ Ожогино	92	ПС 110 кВ Топканово
67	ПС 110 кВ Осиновка	93	ПС 110 кВ Трикотажная
68	ПС 110 кВ Пионерская	94	ПС 110 кВ Троицкая
69	ПС 110 кВ Подшипник	95	ПС 110 кВ Тропарево
70	ПС 110 кВ Подлипки	96	ПС 110 кВ Усово
71	ПС 110 кВ Полевая	97	ПС 110 кВ Успенская
72	ПС 110 кВ Пролетарий	98	ПС 110 кВ Хвощевская
73	ПС 110 кВ Прудная	99	ПС 110 кВ Хуторская
74	ПС 110 кВ Раменская	100	ПС 110 кВ Шаховская
75	ПС 110 кВ Раменье	101	ПС 110 кВ Шелепиха
76	ПС 110 кВ Реммаш	102	ПС 110 кВ Шепчинки
77	ПС 110 кВ Речная	103	ПС 110 кВ Щелково
78	ПС 110 кВ Рогачево	104	ПС 110 кВ Щурово
79	ПС 110 кВ Санаторная	105	ПС 110 кВ Юдино
80	ПС 110 кВ Северово	106	ПС 110 кВ Юркино 2
81	ПС 110 кВ Сенная	107	ПС 110 кВ Якимовская
82	ПС 110 кВ Ситя	108	ПС 110 кВ Ям
83	ПС 110 кВ Смолино	109	ПС 110 кВ Яузская
84	ПС 110 кВ Соловьево		

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ФПИ-109/08/15-ИОС5	Лист
							14

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

"СОГЛАСОВАНО"

Заместитель Главного
инженера по оперативно-
технологическому и ситуационному
управлению - директор
департамента ОТ и СУ ПАО "МОЭСК"

В.В. Лукинов

" " 2017г

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Главного инженера –
Директор департамента по
информационно-технологическим
системам и связи ПАО "МОЭСК"

С.Н. Радин

" " 2017г

**Перечни телеизмерений, телесигнализации, телеуправления и аварийно-предупредительной телесигнализации,
планируемые к передаче от ПС 110 кВ Тополь в направлении ДП ЦУС ПАО "МОЭСК" по титулу:
"Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь"**

Перечень телеизмерений телемеханики ПС 110 кВ Тополь, планируемых к передаче
от ПС 110 кВ Тополь в направлении ДП ЦУС ПАО "МОЭСК" по титулу: "Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 Тополь"

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Параметры обмена с ДП ЦУС ПАО "МОЭСК"		Параметры обмена с ДП филиала СЭС ПАО "МОЭСК"		Единицы измерения	Примечание
		CASDU	IOA	CASDU	IOA		
1	Uab 1 сек 110 кВ	711	10001	1	10001	кВ	
2	Ubc 1 сек 110 кВ	711	10002	1	10002	кВ	
3	Uca 1 сек 110 кВ	711	10003	1	10003	кВ	
4	Усред 1 сек 110 кВ	711	10004	1	10004	кВ	
5	F 1 сек 110 кВ	711	10005	1	10005	Гц	
6	Uab 2 сек 110 кВ	711	10006	1	10006	кВ	
7	Ubc 2 сек 110 кВ	711	10007	1	10007	кВ	
8	Uca 2 сек 110 кВ	711	10008	1	10008	кВ	
9	Усред 2 сек 110 кВ	711	10009	1	10009	кВ	
10	F 2 сек 110 кВ	711	10010	1	10010	Гц	
11	Ia ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	10011	1	10011	А	
12	Ib ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	10012	1	10012	А	
13	Ic ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	10013	1	10013	А	
14	Исред ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	10014	1	10014	А	
15	Рсум ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	10015	1	10015	МВт	
16	Qсум ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	10016	1	10016	МВАр	
17	Ia ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	10017	1	10017	А	
18	Ib ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	10018	1	10018	А	
19	Ic ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	10019	1	10019	А	
20	Исред ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	10020	1	10020	А	
21	Рсум ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	10021	1	10021	МВт	
22	Qсум ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	10022	1	10022	МВАр	
23	Ia ЭВ 110 кВ Т-1	711	10023	1	10023	А	
24	Ib ЭВ 110 кВ Т-1	711	10024	1	10024	А	
25	Ic ЭВ 110 кВ Т-1	711	10025	1	10025	А	
26	Исред ЭВ 110 кВ Т-1	711	10026	1	10026	А	
27	Рсум ЭВ 110 кВ Т-1	711	10027	1	10027	МВт	
28	Qсум ЭВ 110 кВ Т-1	711	10028	1	10028	МВАр	
29	Ia ЭВ 110 кВ Т-2	711	10029	1	10029	А	
30	Ib ЭВ 110 кВ Т-2	711	10030	1	10030	А	
31	Ic ЭВ 110 кВ Т-2	711	10031	1	10031	А	
32	Исред ЭВ 110 кВ Т-2	711	10032	1	10032	А	
33	Рсум ЭВ 110 кВ Т-2	711	10033	1	10033	МВт	
34	Qсум ЭВ 110 кВ Т-2	711	10034	1	10034	МВАр	
35	Ia СЭВ 110 кВ	711	10035	1	10035	А	
36	Ib СЭВ 110 кВ	711	10036	1	10036	А	
37	Ic СЭВ 110 кВ	711	10037	1	10037	А	
38	Исред СЭВ 110 кВ	711	10038	1	10038	А	
39	Рсум СЭВ 110 кВ	711	10039	1	10039	МВт	
40	Qсум СЭВ 110 кВ	711	10040	1	10040	МВАр	
41	Ia РемПерем 110 кВ	711	10041	1	10041	А	
42	Ib РемПерем 110 кВ	711	10042	1	10042	А	
43	Ic РемПерем 110 кВ	711	10043	1	10043	А	
44	Исред РемПерем 110 кВ	711	10044	1	10044	А	
45	Рсум РемПерем 110 кВ	711	10045	1	10045	МВт	
46	Qсум РемПерем 110 кВ	711	10046	1	10046	МВАр	
47	Положение РПН Т-1	711	10047	1	10047	мА	
48	Положение РПН Т-2	711	10048	1	10048	мА	
49	Uab 1 б сек 10 кВ	711	10049	1	10049	кВ	
50	Ubc 1 б сек 10 кВ	711	10050	1	10050	кВ	
51	Uca 1 б сек 10 кВ	711	10051	1	10051	кВ	
52	Усред 1 б сек 10 кВ	711	10052	1	10052	кВ	
53	F 1 б сек 10 кВ	711	10053	1	10053	Гц	
54	Ia МВ 10 кВ фид 123 А+Б	711	10054	1	10054	А	
55	Ic МВ 10 кВ фид 123 А+Б	711	10055	1	10055	А	
56	Исред МВ 10 кВ фид 123 А+Б	711	10056	1	10056	А	
57	Рсум МВ 10 кВ фид 123 А+Б	711	10057	1	10057	МВт	
58	Qсум МВ 10 кВ фид 123 А+Б	711	10058	1	10058	МВАр	

59	1а ВВк 10 кВ ДГК-1	711	10059	1	10059	А
60	1б ВВк 10 кВ ДГК-1	711	10060	1	10060	А
61	1с ВВк 10 кВ ДГК-1	711	10061	1	10061	А
62	Исред ВВк 10 кВ ДГК-1	711	10062	1	10062	А
63	Рсум ВВк 10 кВ ДГК-1	711	10063	1	10063	МВт
64	Qсум ВВк 10 кВ ДГК-1	711	10064	1	10064	МВАр
65	1а МВ 10 кВ фид 119 А+Б	711	10065	1	10065	А
66	1с МВ 10 кВ фид 119 А+Б	711	10066	1	10066	А
67	Исред МВ 10 кВ фид 119 А+Б	711	10067	1	10067	А
68	Рсум МВ 10 кВ фид 119 А+Б	711	10068	1	10068	МВт
69	Qсум МВ 10 кВ фид 119 А+Б	711	10069	1	10069	МВАр
70	1а МВ 10 кВ фид 120	711	10070	1	10070	А
71	1с МВ 10 кВ фид 120	711	10071	1	10071	А
72	Исред МВ 10 кВ фид 120	711	10072	1	10072	А
73	Рсум МВ 10 кВ фид 120	711	10073	1	10073	МВт
74	Qсум МВ 10 кВ фид 120	711	10074	1	10074	МВАр
75	1а МВ 10 кВ фид 121	711	10075	1	10075	А
76	1с МВ 10 кВ фид 121	711	10076	1	10076	А
77	Исред МВ 10 кВ фид 121	711	10077	1	10077	А
78	Рсум МВ 10 кВ фид 121	711	10078	1	10078	МВт
79	Qсум МВ 10 кВ фид 121	711	10079	1	10079	МВАр
80	1а ВВк 10 кВ Т-1	711	10080	1	10080	А
81	1б ВВк 10 кВ Т-1	711	10081	1	10081	А
82	1с ВВк 10 кВ Т-1	711	10082	1	10082	А
83	Исред ВВк 10 кВ Т-1	711	10083	1	10083	А
84	Рсум ВВк 10 кВ Т-1	711	10084	1	10084	МВт
85	Qсум ВВк 10 кВ Т-1	711	10085	1	10085	МВАр
86	1а МВ 10 кВ фид 122	711	10086	1	10086	А
87	1с МВ 10 кВ фид 122	711	10087	1	10087	А
88	Исред МВ 10 кВ фид 122	711	10088	1	10088	А
89	Рсум МВ 10 кВ фид 122	711	10089	1	10089	МВт
90	Qсум МВ 10 кВ фид 122	711	10090	1	10090	МВАр
91	1а МВ 10 кВ фид 118 А+Б	711	10091	1	10091	А
92	1с МВ 10 кВ фид 118 А+Б	711	10092	1	10092	А
93	Исред МВ 10 кВ фид 118 А+Б	711	10093	1	10093	А
94	Рсум МВ 10 кВ фид 118 А+Б	711	10094	1	10094	МВт
95	Qсум МВ 10 кВ фид 118 А+Б	711	10095	1	10095	МВАр
96	1а МВ 10 кВ фид 117	711	10096	1	10096	А
97	1с МВ 10 кВ фид 117	711	10097	1	10097	А
98	Исред МВ 10 кВ фид 117	711	10098	1	10098	А
99	Рсум МВ 10 кВ фид 117	711	10099	1	10099	МВт
100	Qсум МВ 10 кВ фид 117	711	10100	1	10100	МВАр
101	1а МВ 10 кВ фид 116	711	10101	1	10101	А
102	1с МВ 10 кВ фид 116	711	10102	1	10102	А
103	Исред МВ 10 кВ фид 116	711	10103	1	10103	А
104	Рсум МВ 10 кВ фид 116	711	10104	1	10104	МВт
105	Qсум МВ 10 кВ фид 116	711	10105	1	10105	МВАр
106	1а МВ 10 кВ фид 115 А+Б	711	10106	1	10106	А
107	1с МВ 10 кВ фид 115 А+Б	711	10107	1	10107	А
108	Исред МВ 10 кВ фид 115 А+Б	711	10108	1	10108	А
109	Рсум МВ 10 кВ фид 115 А+Б	711	10109	1	10109	МВт
110	Qсум МВ 10 кВ фид 115 А+Б	711	10110	1	10110	МВАр
111	1а МВ 10 кВ фид 114	711	10111	1	10111	А
112	1с МВ 10 кВ фид 114	711	10112	1	10112	А
113	Исред МВ 10 кВ фид 114	711	10113	1	10113	А
114	Рсум МВ 10 кВ фид 114	711	10114	1	10114	МВт
115	Qсум МВ 10 кВ фид 114	711	10115	1	10115	МВАр
116	1а МВ 10 кВ фид 113	711	10116	1	10116	А
117	1с МВ 10 кВ фид 113	711	10117	1	10117	А
118	Исред МВ 10 кВ фид 113	711	10118	1	10118	А
119	Рсум МВ 10 кВ фид 113	711	10119	1	10119	МВт
120	Qсум МВ 10 кВ фид 113	711	10120	1	10120	МВАр
121	1а МВ 10 кВ фид 112	711	10121	1	10121	А
122	1с МВ 10 кВ фид 112	711	10122	1	10122	А
123	Исред МВ 10 кВ фид 112	711	10123	1	10123	А
124	Рсум МВ 10 кВ фид 112	711	10124	1	10124	МВт
125	Qсум МВ 10 кВ фид 112	711	10125	1	10125	МВАр
126	1а МВ 10 кВ фид 111	711	10126	1	10126	А
127	1с МВ 10 кВ фид 111	711	10127	1	10127	А
128	Исред МВ 10 кВ фид 111	711	10128	1	10128	А
129	Рсум МВ 10 кВ фид 111	711	10129	1	10129	МВт
130	Qсум МВ 10 кВ фид 111	711	10130	1	10130	МВАр
131	1а МВ 10 кВ фид 110	711	10131	1	10131	А
132	1с МВ 10 кВ фид 110	711	10132	1	10132	А
133	Исред МВ 10 кВ фид 110	711	10133	1	10133	А
134	Рсум МВ 10 кВ фид 110	711	10134	1	10134	МВт
135	Qсум МВ 10 кВ фид 110	711	10135	1	10135	МВАр

136	1а СВВк 1 сек 10 кВ	711	10136	1	10136	А	
137	1б СВВк 1 сек 10 кВ	711	10137	1	10137	А	
138	1с СВВк 1 сек 10 кВ	711	10138	1	10138	А	
139	Исред СВВк 1 сек 10 кВ	711	10139	1	10139	А	
140	Рсум СВВк 1 сек 10 кВ	711	10140	1	10140	МВТ	
141	Qсум СВВк 1 сек 10 кВ	711	10141	1	10141	МВАр	
142	Uаб 2 б сек 10 кВ	711	10142	1	10142	кВ	
143	Ubc 2 б сек 10 кВ	711	10143	1	10143	кВ	
144	Uca 2 б сек 10 кВ	711	10144	1	10144	кВ	
145	Uсред 2 б сек 10 кВ	711	10145	1	10145	кВ	
146	F 2 б сек 10 кВ	711	10146	1	10146	Гц	
147	1а МВ 10 кВ фид 223 А+Б	711	10147	1	10147	А	
148	1с МВ 10 кВ фид 223 А+Б	711	10148	1	10148	А	
149	Исред МВ 10 кВ фид 223 А+Б	711	10149	1	10149	А	
150	Рсум МВ 10 кВ фид 223 А+Б	711	10150	1	10150	МВТ	
151	Qсум МВ 10 кВ фид 223 А+Б	711	10151	1	10151	МВАр	
152	1а МВ 10 кВ фид 222	711	10152	1	10152	А	
153	1с МВ 10 кВ фид 222	711	10153	1	10153	А	
154	Исред МВ 10 кВ фид 222	711	10154	1	10154	А	
155	Рсум МВ 10 кВ фид 222	711	10155	1	10155	МВТ	
156	Qсум МВ 10 кВ фид 222	711	10156	1	10156	МВАр	
157	1а ВВк 10 кВ ДГК-2	711	10157	1	10157	А	
158	1б ВВк 10 кВ ДГК-2	711	10158	1	10158	А	
159	1с ВВк 10 кВ ДГК-2	711	10159	1	10159	А	
160	Исред ВВк 10 кВ ДГК-2	711	10160	1	10160	А	
161	Рсум ВВк 10 кВ ДГК-2	711	10161	1	10161	МВТ	
162	Qсум ВВк 10 кВ ДГК-2	711	10162	1	10162	МВАр	
163	1а МВ 10 кВ фид 221 А+Б	711	10163	1	10163	А	
164	1с МВ 10 кВ фид 221 А+Б	711	10164	1	10164	А	
165	Исред МВ 10 кВ фид 221 А+Б	711	10165	1	10165	А	
166	Рсум МВ 10 кВ фид 221 А+Б	711	10166	1	10166	МВТ	
167	Qсум МВ 10 кВ фид 221 А+Б	711	10167	1	10167	МВАр	
168	1а МВ 10 кВ фид 220	711	10168	1	10168	А	
169	1с МВ 10 кВ фид 220	711	10169	1	10169	А	
170	Исред МВ 10 кВ фид 220	711	10170	1	10170	А	
171	Рсум МВ 10 кВ фид 220	711	10171	1	10171	МВТ	
172	Qсум МВ 10 кВ фид 220	711	10172	1	10172	МВАр	
173	1а ВВк 10 кВ Т-2	711	10173	1	10173	А	
174	1б ВВк 10 кВ Т-2	711	10174	1	10174	А	
175	1с ВВк 10 кВ Т-2	711	10175	1	10175	А	
176	Исред ВВк 10 кВ Т-2	711	10176	1	10176	А	
177	Рсум ВВк 10 кВ Т-2	711	10177	1	10177	МВТ	
178	Qсум ВВк 10 кВ Т-2	711	10178	1	10178	МВАр	
179	1а МВ 10 кВ фид 219	711	10179	1	10179	А	
180	1с МВ 10 кВ фид 219	711	10180	1	10180	А	
181	Исред МВ 10 кВ фид 219	711	10181	1	10181	А	
182	Рсум МВ 10 кВ фид 219	711	10182	1	10182	МВТ	
183	Qсум МВ 10 кВ фид 219	711	10183	1	10183	МВАр	
184	1а МВ 10 кВ фид 218	711	10184	1	10184	А	
185	1с МВ 10 кВ фид 218	711	10185	1	10185	А	
186	Исред МВ 10 кВ фид 218	711	10186	1	10186	А	
187	Рсум МВ 10 кВ фид 218	711	10187	1	10187	МВТ	
188	Qсум МВ 10 кВ фид 218	711	10188	1	10188	МВАр	
189	1а МВ 10 кВ фид 217	711	10189	1	10189	А	
190	1с МВ 10 кВ фид 217	711	10190	1	10190	А	
191	Исред МВ 10 кВ фид 217	711	10191	1	10191	А	
192	Рсум МВ 10 кВ фид 217	711	10192	1	10192	МВТ	
193	Qсум МВ 10 кВ фид 217	711	10193	1	10193	МВАр	
194	1а МВ 10 кВ фид 216	711	10194	1	10194	А	
195	1с МВ 10 кВ фид 216	711	10195	1	10195	А	
196	Исред МВ 10 кВ фид 216	711	10196	1	10196	А	
197	Рсум МВ 10 кВ фид 216	711	10197	1	10197	МВТ	
198	Qсум МВ 10 кВ фид 216	711	10198	1	10198	МВАр	
199	1а МВ 10 кВ фид 215 А+Б	711	10199	1	10199	А	
200	1с МВ 10 кВ фид 215 А+Б	711	10200	1	10200	А	
201	Исред МВ 10 кВ фид 215 А+Б	711	10201	1	10201	А	
202	Рсум МВ 10 кВ фид 215 А+Б	711	10202	1	10202	МВТ	
203	Qсум МВ 10 кВ фид 215 А+Б	711	10203	1	10203	МВАр	
204	1а МВ 10 кВ фид 214	711	10204	1	10204	А	
205	1с МВ 10 кВ фид 214	711	10205	1	10205	А	
206	Исред МВ 10 кВ фид 214	711	10206	1	10206	А	
207	Рсум МВ 10 кВ фид 214	711	10207	1	10207	МВТ	
208	Qсум МВ 10 кВ фид 214	711	10208	1	10208	МВАр	
209	1а МВ 10 кВ фид 213 А+Б	711	10209	1	10209	А	
210	1с МВ 10 кВ фид 213 А+Б	711	10210	1	10210	А	
211	Исред МВ 10 кВ фид 213 А+Б	711	10211	1	10211	А	
212	Рсум МВ 10 кВ фид 213 А+Б	711	10212	1	10212	МВТ	
213	Qсум МВ 10 кВ фид 213 А+Б	711	10213	1	10213	МВАр	

214	1а МВ 10 кВ фид 212	711	10214	1	10214	А
215	1с МВ 10 кВ фид 212	711	10215	1	10215	А
216	1сред МВ 10 кВ фид 212	711	10216	1	10216	А
217	Рсум МВ 10 кВ фид 212	711	10217	1	10217	МВт
218	Qсум МВ 10 кВ фид 212	711	10218	1	10218	МВАр
219	1а МВ 10 кВ фид 211 резерв	711	10219	1	10219	А
220	1с МВ 10 кВ фид 211 резерв	711	10220	1	10220	А
221	1сред МВ 10 кВ фид 211 резерв	711	10221	1	10221	А
222	Рсум МВ 10 кВ фид 211 резерв	711	10222	1	10222	МВт
223	Qсум МВ 10 кВ фид 211 резерв	711	10223	1	10223	МВАр
224	1а МВ 10 кВ фид 210 А+Б	711	10224	1	10224	А
225	1с МВ 10 кВ фид 210 А+Б	711	10225	1	10225	А
226	1сред МВ 10 кВ фид 210 А+Б	711	10226	1	10226	А
227	Рсум МВ 10 кВ фид 210 А+Б	711	10227	1	10227	МВт
228	Qсум МВ 10 кВ фид 210 А+Б	711	10228	1	10228	МВАр
229	1а СВВк 2 сек 10 кВ	711	10229	1	10229	А
230	1б СВВк 2 сек 10 кВ	711	10230	1	10230	А
231	1с СВВк 2 сек 10 кВ	711	10231	1	10231	А
232	1сред СВВк 2 сек 10 кВ	711	10232	1	10232	А
233	Рсум СВВк 2 сек 10 кВ	711	10233	1	10233	МВт
234	Qсум СВВк 2 сек 10 кВ	711	10234	1	10234	МВАр
235	Uаб 3 сек 10 кВ	711	10235	1	10235	кВ
236	Uбс 3 сек 10 кВ	711	10236	1	10236	кВ
237	Uса 3 сек 10 кВ	711	10237	1	10237	кВ
238	1сред 3 сек 10 кВ	711	10238	1	10238	кВ
239	F 3 сек 10 кВ	711	10239	1	10239	Гц
240	1а ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	10240	1	10240	А
241	1б ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	10241	1	10241	А
242	1с ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	10242	1	10242	А
243	1сред ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	10243	1	10243	А
244	Рсум ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	10244	1	10244	МВт
245	Qсум ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	10245	1	10245	МВАр
246	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	10246	1	10246	А
247	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	10247	1	10247	А
248	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	10248	1	10248	А
249	1сред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	10249	1	10249	А
250	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	10250	1	10250	МВт
251	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	10251	1	10251	МВАр
252	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	10252	1	10252	А
253	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	10253	1	10253	А
254	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	10254	1	10254	А
255	1сред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	10255	1	10255	А
256	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	10256	1	10256	МВт
257	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	10257	1	10257	МВАр
258	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	10258	1	10258	А
259	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	10259	1	10259	А
260	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	10260	1	10260	А
261	1сред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	10261	1	10261	А
262	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	10262	1	10262	МВт
263	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	10263	1	10263	МВАр
264	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	10264	1	10264	А
265	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	10265	1	10265	А
266	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	10266	1	10266	А
267	1сред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	10267	1	10267	А
268	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	10268	1	10268	МВт
269	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	10269	1	10269	МВАр
270	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	10270	1	10270	А
271	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	10271	1	10271	А
272	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	10272	1	10272	А
273	1сред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	10273	1	10273	А
274	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	10274	1	10274	МВт
275	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	10275	1	10275	МВАр
276	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	10276	1	10276	А
277	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	10277	1	10277	А
278	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	10278	1	10278	А
279	1сред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	10279	1	10279	А
280	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	10280	1	10280	МВт
281	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	10281	1	10281	МВАр
282	1а ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	10282	1	10282	А
283	1б ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	10283	1	10283	А
284	1с ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	10284	1	10284	А
285	1сред ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	10285	1	10285	А
286	Рсум ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	10286	1	10286	МВт
287	Qсум ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	10287	1	10287	МВАр

288	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	10288	1	10288	А	
289	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	10289	1	10289	А	
290	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	10290	1	10290	А	
291	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	10291	1	10291	А	
292	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	10292	1	10292	МВт	
293	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	10293	1	10293	МВАр	
294	1а СВВк 3 сек 10 кВ	711	10294	1	10294	А	
295	1б СВВк 3 сек 10 кВ	711	10295	1	10295	А	
296	1с СВВк 3 сек 10 кВ	711	10296	1	10296	А	
297	Исред СВВк 3 сек 10 кВ	711	10297	1	10297	А	
298	Рсум СВВк 3 сек 10 кВ	711	10298	1	10298	МВт	
299	Qсум СВВк 3 сек 10 кВ	711	10299	1	10299	МВАр	
300	Uаб 4 сек 10 кВ	711	10300	1	10300	кВ	
301	Ubc 4 сек 10 кВ	711	10301	1	10301	кВ	
302	Uca 4 сек 10 кВ	711	10302	1	10302	кВ	
303	Uсред 4 сек 10 кВ	711	10303	1	10303	кВ	
304	F 4 сек 10 кВ	711	10304	1	10304	Гц	
305	1а ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	10305	1	10305	А	
306	1б ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	10306	1	10306	А	
307	1с ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	10307	1	10307	А	
308	Исред ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	10308	1	10308	А	
309	Рсум ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	10309	1	10309	МВт	
310	Qсум ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	10310	1	10310	МВАр	
311	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	10311	1	10311	А	
312	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	10312	1	10312	А	
313	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	10313	1	10313	А	
314	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	10314	1	10314	А	
315	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	10315	1	10315	МВт	
316	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	10316	1	10316	МВАр	
317	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	10317	1	10317	А	
318	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	10318	1	10318	А	
319	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	10319	1	10319	А	
320	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	10320	1	10320	А	
321	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	10321	1	10321	МВт	
322	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	10322	1	10322	МВАр	
323	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	10323	1	10323	А	
324	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	10324	1	10324	А	
325	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	10325	1	10325	А	
326	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	10326	1	10326	А	
327	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	10327	1	10327	МВт	
328	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	10328	1	10328	МВАр	
329	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	10329	1	10329	А	
330	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	10330	1	10330	А	
331	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	10331	1	10331	А	
332	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	10332	1	10332	А	
333	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	10333	1	10333	МВт	
334	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	10334	1	10334	МВАр	
335	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	10335	1	10335	А	
336	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	10336	1	10336	А	
337	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	10337	1	10337	А	
338	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	10338	1	10338	А	
339	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	10339	1	10339	МВт	
340	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	10340	1	10340	МВАр	
341	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	10341	1	10341	А	
342	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	10342	1	10342	А	
343	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	10343	1	10343	А	
344	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	10344	1	10344	А	
345	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	10345	1	10345	МВт	
346	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	10346	1	10346	МВАр	
347	1а ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	10347	1	10347	А	
348	1б ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	10348	1	10348	А	
349	1с ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	10349	1	10349	А	
350	Исред ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	10350	1	10350	А	
351	Рсум ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	10351	1	10351	МВт	
352	Qсум ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	10352	1	10352	МВАр	
353	1а ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	10353	1	10353	А	
354	1б ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	10354	1	10354	А	
355	1с ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	10355	1	10355	А	
356	Исред ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	10356	1	10356	А	
357	Рсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	10357	1	10357	МВт	
358	Qсум ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	10358	1	10358	МВАр	

359	1а СВВк 4 сек 10 кВ	711	10359	1	10359	А	
360	1б СВВк 4 сек 10 кВ	711	10360	1	10360	А	
361	1с СВВк 4 сек 10 кВ	711	10361	1	10361	А	
362	Исред СВВк 4 сек 10 кВ	711	10362	1	10362	А	
363	Рсум СВВк 4 сек 10 кВ	711	10363	1	10363	МВт	
364	Qсум СВВк 4 сек 10 кВ	711	10364	1	10364	МВАр	
365	Uаб 1 сек 6 кВ	711	10365	1	10365	кВ	
366	Ubc 1 сек 6 кВ	711	10366	1	10366	кВ	
367	Uca 1 сек 6 кВ	711	10367	1	10367	кВ	
368	Усред 1 сек 6 кВ	711	10368	1	10368	кВ	
369	F 1 сек 6 кВ	711	10369	1	10369	Гц	
370	1а МВ 6 кВ фид 107	711	10370	1	10370	А	
371	1с МВ 6 кВ фид 107	711	10371	1	10371	А	
372	Исред МВ 6 кВ фид 107	711	10372	1	10372	А	
373	Рсум МВ 6 кВ фид 107	711	10373	1	10373	МВт	
374	Qсум МВ 6 кВ фид 107	711	10374	1	10374	МВАр	
375	1а МВ 6 кВ фид 106	711	10375	1	10375	А	
376	1с МВ 6 кВ фид 106	711	10376	1	10376	А	
377	Исред МВ 6 кВ фид 106	711	10377	1	10377	А	
378	Рсум МВ 6 кВ фид 106	711	10378	1	10378	МВт	
379	Qсум МВ 6 кВ фид 106	711	10379	1	10379	МВАр	
380	1а МВ 6 кВ фид 105	711	10380	1	10380	А	
381	1с МВ 6 кВ фид 105	711	10381	1	10381	А	
382	Исред МВ 6 кВ фид 105	711	10382	1	10382	А	
383	Рсум МВ 6 кВ фид 105	711	10383	1	10383	МВт	
384	Qсум МВ 6 кВ фид 105	711	10384	1	10384	МВАр	
385	1а МВ 6 кВ Т-1	711	10385	1	10385	А	
386	1с МВ 6 кВ Т-1	711	10386	1	10386	А	
387	Исред МВ 6 кВ Т-1	711	10387	1	10387	А	
388	Рсум МВ 6 кВ Т-1	711	10388	1	10388	МВт	
389	Qсум МВ 6 кВ Т-1	711	10389	1	10389	МВАр	
390	1а МВ 6 кВ фид 104	711	10390	1	10390	А	
391	1с МВ 6 кВ фид 104	711	10391	1	10391	А	
392	Исред МВ 6 кВ фид 104	711	10392	1	10392	А	
393	Рсум МВ 6 кВ фид 104	711	10393	1	10393	МВт	
394	Qсум МВ 6 кВ фид 104	711	10394	1	10394	МВАр	
395	1а МВ 6 кВ фид 103	711	10395	1	10395	А	
396	1с МВ 6 кВ фид 103	711	10396	1	10396	А	
397	Исред МВ 6 кВ фид 103	711	10397	1	10397	А	
398	Рсум МВ 6 кВ фид 103	711	10398	1	10398	МВт	
399	Qсум МВ 6 кВ фид 103	711	10399	1	10399	МВАр	
400	1а МВ 6 кВ фид 102 А+Б	711	10400	1	10400	А	
401	1с МВ 6 кВ фид 102 А+Б	711	10401	1	10401	А	
402	Исред МВ 6 кВ фид 102 А+Б	711	10402	1	10402	А	
403	Рсум МВ 6 кВ фид 102 А+Б	711	10403	1	10403	МВт	
404	Qсум МВ 6 кВ фид 102 А+Б	711	10404	1	10404	МВАр	
405	1а МВ 6 кВ ТСН-1	711	10405	1	10405	А	
406	1с МВ 6 кВ ТСН-1	711	10406	1	10406	А	
407	Исред МВ 6 кВ ТСН-1	711	10407	1	10407	А	
408	Рсум МВ 6 кВ ТСН-1	711	10408	1	10408	МВт	
409	Qсум МВ 6 кВ ТСН-1	711	10409	1	10409	МВАр	
410	1а СМВ 6 кВ	711	10410	1	10410	А	
411	1с СМВ 6 кВ	711	10411	1	10411	А	
412	Исред СМВ 6 кВ	711	10412	1	10412	А	
413	Рсум СМВ 6 кВ	711	10413	1	10413	МВт	
414	Qсум СМВ 6 кВ	711	10414	1	10414	МВАр	
415	Uаб 2 сек 6 кВ	711	10415	1	10415	кВ	
416	Ubc 2 сек 6 кВ	711	10416	1	10416	кВ	
417	Uca 2 сек 6 кВ	711	10417	1	10417	кВ	
418	Усред 2 сек 6 кВ	711	10418	1	10418	кВ	
419	F 2 сек 6 кВ	711	10419	1	10419	Гц	
420	1а МВ 6 кВ фид 207 резерв	711	10420	1	10420	А	
421	1с МВ 6 кВ фид 207 резерв	711	10421	1	10421	А	
422	Исред МВ 6 кВ фид 207 резерв	711	10422	1	10422	А	
423	Рсум МВ 6 кВ фид 207 резерв	711	10423	1	10423	МВт	
424	Qсум МВ 6 кВ фид 207 резерв	711	10424	1	10424	МВАр	
425	1а МВ 6 кВ фид 206	711	10425	1	10425	А	
426	1с МВ 6 кВ фид 206	711	10426	1	10426	А	
427	Исред МВ 6 кВ фид 206	711	10427	1	10427	А	
428	Рсум МВ 6 кВ фид 206	711	10428	1	10428	МВт	
429	Qсум МВ 6 кВ фид 206	711	10429	1	10429	МВАр	

430	1а МВ 6 кВ фид 205 А+Б	711	10430	1	10430	А	
431	1с МВ 6 кВ фид 205 А+Б	711	10431	1	10431	А	
432	1сред МВ 6 кВ фид 205 А+Б	711	10432	1	10432	А	
433	Рсум МВ 6 кВ фид 205 А+Б	711	10433	1	10433	МВТ	
434	Qсум МВ 6 кВ фид 205 А+Б	711	10434	1	10434	МВАр	
435	1а МВ 6 кВ фид 204	711	10435	1	10435	А	
436	1с МВ 6 кВ фид 204	711	10436	1	10436	А	
437	1сред МВ 6 кВ фид 204	711	10437	1	10437	А	
438	Рсум МВ 6 кВ фид 204	711	10438	1	10438	МВТ	
439	Qсум МВ 6 кВ фид 204	711	10439	1	10439	МВАр	
440	1а МВ 6 кВ фид 203	711	10440	1	10440	А	
441	1с МВ 6 кВ фид 203	711	10441	1	10441	А	
442	1сред МВ 6 кВ фид 203	711	10442	1	10442	А	
443	Рсум МВ 6 кВ фид 203	711	10443	1	10443	МВТ	
444	Qсум МВ 6 кВ фид 203	711	10444	1	10444	МВАр	
445	1а МВ 6 кВ фид 202	711	10445	1	10445	А	
446	1с МВ 6 кВ фид 202	711	10446	1	10446	А	
447	1сред МВ 6 кВ фид 202	711	10447	1	10447	А	
448	Рсум МВ 6 кВ фид 202	711	10448	1	10448	МВТ	
449	Qсум МВ 6 кВ фид 202	711	10449	1	10449	МВАр	
450	1а МВ 6 кВ ТСН-2	711	10450	1	10450	А	
451	1с МВ 6 кВ ТСН-2	711	10451	1	10451	А	
452	1сред МВ 6 кВ ТСН-2	711	10452	1	10452	А	
453	Рсум МВ 6 кВ ТСН-2	711	10453	1	10453	МВТ	
454	Qсум МВ 6 кВ ТСН-2	711	10454	1	10454	МВАр	
455	1а МВ 6 кВ Т-2	711	10455	1	10455	А	
456	1с МВ 6 кВ Т-2	711	10456	1	10456	А	
457	1сред МВ 6 кВ Т-2	711	10457	1	10457	А	
458	Рсум МВ 6 кВ Т-2	711	10458	1	10458	МВТ	
459	Qсум МВ 6 кВ Т-2	711	10459	1	10459	МВАр	
460	Uab 1 сек ЩСН 0,4 кВ	711	10460	1	10460	кВ	
461	Ubc 1 сек ЩСН 0,4 кВ	711	10461	1	10461	кВ	
462	Uca 1 сек ЩСН 0,4 кВ	711	10462	1	10462	кВ	
463	Uab 2 сек ЩСН 0,4 кВ	711	10463	1	10463	кВ	
464	Ubc 2 сек ЩСН 0,4 кВ	711	10464	1	10464	кВ	
465	Uca 2 сек ЩСН 0,4 кВ	711	10465	1	10465	кВ	
466	U Аккумуляторная батарея	711	10466	1	10466	В	
467	U 1 сек ЩПТ	711	10467	1	10467	В	
468	U 2 сек ЩПТ	711	10468	1	10468	В	
469	Температура окружающего воздуха	711	10469	1	10469	°С	

Примечания:

Протокол обмена - МЭК 60-870-5-104

Формат данных в направлении контроля - 13(M_ME_NC_1) / 36(M_ME_TF_1)

Перечень телесигнализации телемеханики ПС 110 кВ Тополь, планируемой к передаче
от ПС 110 кВ Тополь в направлении ДП ЦУС ПАО "МОЭСК" по титулу: "Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 Тополь"

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Параметры обмена с ДП ЦУС ПАО "МОЭСК"		Параметры обмена с ДП филиала СЭС ПАО "МОЭСК"		Примечание
		CASDU	IOA	CASDU	IOA	
1	ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	1	1	1	
2	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ВЛ	711	2	1	2	
3	ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	3	1	3	
4	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ЭВ	711	4	1	4	
5	ЗН ШР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ЭВ	711	5	1	5	
6	ШР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	6	1	6	
7	ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	7	1	7	
8	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ВЛ	711	8	1	8	
9	ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	9	1	9	
10	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ЭВ	711	10	1	10	
11	ЗН ШР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ЭВ	711	11	1	11	
12	ШР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	12	1	12	
13	ЭВ 110 кВ Т-1	711	13	1	13	
14	ЗН ШР 110 кВ Т-1 в ст. 1 сек	711	14	1	14	
15	ШР 110 кВ Т-1	711	15	1	15	
16	ЗН ШР 110 кВ Т-1 в ст. ЭВ	711	16	1	16	
17	ЭВ 110 кВ Т-2	711	17	1	17	
18	ЗН ШР 110 кВ Т-2 в ст. 2 сек	711	18	1	18	
19	ШР 110 кВ Т-2	711	19	1	19	
20	ЗН ШР 110 кВ Т-2 в ст. ЭВ	711	20	1	20	
21	СЭВ 110 кВ	711	21	1	21	
22	СР 1 сек СЭВ 110 кВ	711	22	1	22	
23	ЗН СР 1 сек СЭВ 110 кВ в ст. СЭВ	711	23	1	23	
24	ЗН СР 2 сек СЭВ 110 кВ в ст. СЭВ	711	24	1	24	
25	СР 2 сек СЭВ 110 кВ	711	25	1	25	
26	ЗН ШР ТН 1 сек 110 кВ в ст. 1 сек	711	26	1	26	
27	ШР ТН 1 сек 110 кВ	711	27	1	27	
28	ЗН ШР ТН 1 сек 110 кВ в ст. ТН	711	28	1	28	
29	ЗН ШР ТН 2 сек 110 кВ в ст. 2 сек	711	29	1	29	
30	ШР ТН 2 сек 110 кВ	711	30	1	30	
31	ЗН ШР ТН 2 сек 110 кВ в ст. ТН	711	31	1	31	
32	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ВЛ	711	32	1	32	
33	РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	33	1	33	
34	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. РемПерем	711	34	1	34	
35	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки -Тополь в ст. РемПерем	711	35	1	35	
36	РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	36	1	36	
37	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ВЛ	711	37	1	37	
38	МВ 10 кВ фид 123 А+Б	711	38	1	38	
39	ВВк 10 кВ ДГК-1	711	39	1	39	
40	ЗН ВВк 10 кВ ДГК-1 в ст. ДГК-1	711	40	1	40	
41	МВ 10 кВ фид 119 А+Б	711	41	1	41	
42	МВ 10 кВ фид 120	711	42	1	42	
43	МВ 10 кВ фид 121	711	43	1	43	
44	ВВк 10 кВ Т-1	711	44	1	44	
45	ЗН ВВк 10 кВ Т-1 в ст. реактора	711	45	1	45	
46	МВ 10 кВ фид 122	711	46	1	46	
47	МВ 10 кВ фид 118 А+Б	711	47	1	47	
48	МВ 10 кВ фид 117	711	48	1	48	
49	МВ 10 кВ фид 116	711	49	1	49	
50	СР 1 б сек 10 кВ	711	50	1	50	
51	СР 1 а сек 10 кВ	711	51	1	51	
52	МВ 10 кВ фид 115 А+Б	711	52	1	52	
53	МВ 10 кВ фид 114	711	53	1	53	
54	МВ 10 кВ фид 113	711	54	1	54	
55	МВ 10 кВ фид 112	711	55	1	55	
56	МВ 10 кВ фид 111	711	56	1	56	
57	МВ 10 кВ фид 110	711	57	1	57	
58	СВВк 1 сек 10 кВ	711	58	1	58	
59	ЗН СВВк 1 сек 10 кВ в ст. 2 сек	711	59	1	59	
60	МВ 10 кВ фид 223 А+Б	711	60	1	60	
61	МВ 10 кВ фид 222	711	61	1	61	
62	ВВк 10 кВ ДГК-2	711	62	1	62	
63	ЗН ВВк 10 кВ ДГК-2 в ст. ДГК-2	711	63	1	63	
64	МВ 10 кВ фид 221 А+Б	711	64	1	64	
65	МВ 10 кВ фид 220	711	65	1	65	
66	ВВк 10 кВ Т-2	711	66	1	66	
67	ЗН ВВк 10 кВ Т-2 в ст. реактора	711	67	1	67	
68	МВ 10 кВ фид 219	711	68	1	68	
69	МВ 10 кВ фид 218	711	69	1	69	
70	МВ 10 кВ фид 217	711	70	1	70	
71	МВ 10 кВ фид 216	711	71	1	71	
72	СР 2 б сек 10 кВ	711	72	1	72	
73	СР 2 а сек 10 кВ	711	73	1	73	
74	МВ 10 кВ фид 215 А+Б	711	74	1	74	
75	МВ 10 кВ фид 214	711	75	1	75	
76	МВ 10 кВ фид 213 А+Б	711	76	1	76	
77	МВ 10 кВ фид 212	711	77	1	77	

78	МВ 10 кВ фид 211 резерв	711	78	1	78	
79	МВ 10 кВ фид 210 А+Б	711	79	1	79	
80	СВВк 2 сек 10 кВ	711	80	1	80	
81	ЗН СВВк 2 сек 10 кВ в ст. 1 сек	711	81	1	81	
82	ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	82	1	82	
83	ЗН ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310 в ст. ДГК	711	83	1	83	
84	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	84	1	84	
85	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309 в ст. ВЛ	711	85	1	85	
86	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	86	1	86	
87	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308 в ст. ВЛ	711	87	1	87	
88	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	88	1	88	
89	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307 в ст. ВЛ	711	89	1	89	
90	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	90	1	90	
91	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306 в ст. ВЛ	711	91	1	91	
92	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	92	1	92	
93	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305 в ст. ВЛ	711	93	1	93	
94	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	94	1	94	
95	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304 в ст. ВЛ	711	95	1	95	
96	ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	96	1	96	
97	ЗН ВВк 3 сек 10 кВ Т-1 в ст. реактора	711	97	1	97	
98	ЗН ТН 3 сек 10 кВ	711	98	1	98	
99	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	99	1	99	
100	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309 в ст. ВЛ	711	100	1	100	
101	СВВк 3 сек 10 кВ	711	101	1	101	
102	ЗН СВВк 3 сек 10 кВ в ст. 4 сек	711	102	1	102	
103	ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	103	1	103	
104	ЗН ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410 в ст. ДГК	711	104	1	104	
105	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	105	1	105	
106	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409 в ст. ВЛ	711	106	1	106	
107	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	107	1	107	
108	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408 в ст. ВЛ	711	108	1	108	
109	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	109	1	109	
110	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407 в ст. ВЛ	711	110	1	110	
111	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	111	1	111	
112	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406 в ст. ВЛ	711	112	1	112	
113	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	113	1	113	
114	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405 в ст. ВЛ	711	114	1	114	
115	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	115	1	115	
116	ЗН ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404 в ст. ВЛ	711	116	1	116	
117	ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	117	1	117	
118	ЗН ВВк 4 сек 10 кВ Т-2 в ст. реактора	711	118	1	118	
119	ЗН ТН 4 сек 10 кВ	711	119	1	119	
120	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	120	1	120	
121	ЗН ВВк 10 кВ фид 401 (резерв) яч в ст. ВЛ	711	121	1	121	
122	СВВк 4 сек 10 кВ	711	122	1	122	
123	ЗН СВВк 4 сек 10 кВ в ст. 3 сек	711	123	1	123	
124	МВ 6 кВ фид 107	711	124	1	124	
125	МВ 6 кВ фид 106	711	125	1	125	
126	МВ 6 кВ фид 105	711	126	1	126	
127	МВ 6 кВ Т-1	711	127	1	127	
128	МВ 6 кВ фид 104	711	128	1	128	
129	МВ 6 кВ фид 103	711	129	1	129	
130	МВ 6 кВ фид 102 А+Б	711	130	1	130	
131	МВ 6 кВ ТСН-1	711	131	1	131	
132	СМВ 6 кВ	711	132	1	132	
133	МВ 6 кВ фид 207 резерв	711	133	1	133	
134	МВ 6 кВ фид 206	711	134	1	134	
135	МВ 6 кВ фид 205 А+Б	711	135	1	135	
136	МВ 6 кВ фид 204	711	136	1	136	
137	МВ 6 кВ фид 203	711	137	1	137	
138	МВ 6 кВ фид 202	711	138	1	138	
139	МВ 6 кВ ТСН-2	711	139	1	139	
140	МВ 6 кВ Т-2	711	140	1	140	

Примечания:

Протокол обмена - МЭК 60-870-5-104;

Формат данных в направлении контроля - 1(M_SP_NA_1) / 30(M_SP_TB_1);

Вводимые и существующие сигналы положения разъединителей и заземляющих ножей 110 кВ двухпозиционные сигналы ТС.

Вводимые сигналы положения разъединителей и заземляющих ножей 10 кВ двухпозиционные сигналы ТС.

Существующие сигналы положения разъединителей и заземляющих ножей 10 и 6 кВ двухпозиционные сигналы ТС.

Перечень телеуправления телемеханики ПС 110 кВ Тополь, планируемого к передаче
от ПС 110 кВ Тополь в направлении ДП ЦУС ПАО "МОЭСК" по титулу: "Рекострукция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 Тополь"

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Параметры обмена с ДП ЦУС ПАО "МОЭСК"		Параметры обмена с ДП филиала СЭС ПАО "МОЭСК"		Примечание
		CASDU	IOA	CASDU	IOA	
1	ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	50001	1	50001	
2	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ВЛ	711	50002	1	50002	
3	ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	50003	1	50003	
4	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ЭВ	711	50004	1	50004	
5	ЗН ШР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ЭВ	711	50005	1	50005	
6	ШР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	50006	1	50006	
7	ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	50007	1	50007	
8	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ВЛ	711	50008	1	50008	
9	ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	50009	1	50009	
10	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ЭВ	711	50010	1	50010	
11	ЗН ШР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ЭВ	711	50011	1	50011	
12	ШР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	50012	1	50012	
13	ЭВ 110 кВ Т-1	711	50013	1	50013	
14	ЗН ШР 110 кВ Т-1 в ст. 1 сек	711	50014	1	50014	
15	ШР 110 кВ Т-1	711	50015	1	50015	
16	ЗН ШР 110 кВ Т-1 в ст. ЭВ	711	50016	1	50016	
17	ЭВ 110 кВ Т-2	711	50017	1	50017	
18	ЗН ШР 110 кВ Т-2 в ст. 2 сек	711	50018	1	50018	
19	ШР 110 кВ Т-2	711	50019	1	50019	
20	ЗН ШР 110 кВ Т-2 в ст. ЭВ	711	50020	1	50020	
21	СЭВ 110 кВ	711	50021	1	50021	
22	СР 1 сек СЭВ 110 кВ	711	50022	1	50022	
23	ЗН СР 1 сек СЭВ 110 кВ в ст. СЭВ	711	50023	1	50023	
24	ЗН СР 2 сек СЭВ 110 кВ в ст. СЭВ	711	50024	1	50024	
25	СР 2 сек СЭВ 110 кВ	711	50025	1	50025	
26	ЗН ШР ТН 1 сек 110 кВ в ст. 1 сек	711	50026	1	50026	
27	ШР ТН 1 сек 110 кВ	711	50027	1	50027	
28	ЗН ШР ТН 1 сек 110 кВ в ст. ТН	711	50028	1	50028	
29	ЗН ШР ТН 2 сек 110 кВ в ст. 2 сек	711	50029	1	50029	
30	ШР ТН 2 сек 110 кВ	711	50030	1	50030	
31	ЗН ШР ТН 2 сек 110 кВ в ст. ТН	711	50031	1	50031	
32	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ВЛ	711	50032	1	50032	
33	РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	50033	1	50033	
34	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. РемПерем	711	50034	1	50034	
35	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки -Тополь в ст. РемПерем	711	50035	1	50035	
36	РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	50036	1	50036	
37	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ВЛ	711	50037	1	50037	
38	РПН Т-1 прибавить	711	50038	1	50038	
39	РПН Т-1 убавить	711	50039	1	50039	
40	РПН Т-2 прибавить	711	50040	1	50040	
41	РПН Т-2 убавить	711	50041	1	50041	
42	МВ 10 кВ фид 123 А+Б	711	50042	1	50042	
43	ВВк 10 кВ ДГК-1	711	50043	1	50043	
44	МВ 10 кВ фид 119 А+Б	711	50044	1	50044	
45	МВ 10 кВ фид 120	711	50045	1	50045	
46	МВ 10 кВ фид 121	711	50046	1	50046	
47	ВВк 10 кВ Т-1	711	50047	1	50047	
48	МВ 10 кВ фид 122	711	50048	1	50048	
49	МВ 10 кВ фид 118 А+Б	711	50049	1	50049	
50	МВ 10 кВ фид 117	711	50050	1	50050	
51	МВ 10 кВ фид 116	711	50051	1	50051	
52	МВ 10 кВ фид 115 А+Б	711	50052	1	50052	
53	МВ 10 кВ фид 114	711	50053	1	50053	
54	МВ 10 кВ фид 113	711	50054	1	50054	
55	МВ 10 кВ фид 112	711	50055	1	50055	
56	МВ 10 кВ фид 111	711	50056	1	50056	
57	МВ 10 кВ фид 110	711	50057	1	50057	
58	СВВк 1 сек 10 кВ	711	50058	1	50058	

59	МВ 10 кВ фид 223 А+Б	711	50059	1	50059	
60	МВ 10 кВ фид 222	711	50060	1	50060	
61	ВВк 10 кВ ДГК-2	711	50061	1	50061	
62	МВ 10 кВ фид 221 А+Б	711	50062	1	50062	
63	МВ 10 кВ фид 220	711	50063	1	50063	
64	ВВк 10 кВ Т-2	711	50064	1	50064	
65	МВ 10 кВ фид 219	711	50065	1	50065	
66	МВ 10 кВ фид 218	711	50066	1	50066	
67	МВ 10 кВ фид 217	711	50067	1	50067	
68	МВ 10 кВ фид 216	711	50068	1	50068	
69	МВ 10 кВ фид 215 А+Б	711	50069	1	50069	
70	МВ 10 кВ фид 214	711	50070	1	50070	
71	МВ 10 кВ фид 213 А+Б	711	50071	1	50071	
72	МВ 10 кВ фид 212	711	50072	1	50072	
73	МВ 10 кВ фид 211 резерв	711	50073	1	50073	
74	МВ 10 кВ фид 210 А+Б	711	50074	1	50074	
75	СВВк 2 сек 10 кВ	711	50075	1	50075	
76	ВВк 10 кВ ДГК-3 (резерв) яч 310	711	50076	1	50076	
77	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 309	711	50077	1	50077	
78	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 308	711	50078	1	50078	
79	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 307	711	50079	1	50079	
80	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 306	711	50080	1	50080	
81	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 305	711	50081	1	50081	
82	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 304	711	50082	1	50082	
83	ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	711	50083	1	50083	
84	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 301	711	50084	1	50084	
85	СВВк 3 сек 10 кВ	711	50085	1	50085	
86	ВВк 10 кВ ДГК-4 (резерв) яч 410	711	50086	1	50086	
87	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 409	711	50087	1	50087	
88	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 408	711	50088	1	50088	
89	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 407	711	50089	1	50089	
90	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 406	711	50090	1	50090	
91	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 405	711	50091	1	50091	
92	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 404	711	50092	1	50092	
93	ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	711	50093	1	50093	
94	ВВк 10 кВ фид (резерв) яч 401	711	50094	1	50094	
95	СВВк 4 сек 10 кВ	711	50095	1	50095	

Примечания:

Протокол обмена - МЭК 60-870-5-104

Формат данных в направлении контроля - 45(C_SC_NA_1)

Перечень аварийно-предупредительной телесигнализации телемеханики ПС 110 кВ Тополь, планируемой к передаче от ПС 110 кВ Тополь в направлении ДП ЦУС ПАО "МОЭСК" по титулу: "Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 Тополь"

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Параметры обмена с ДП ЦУС ПАО "МОЭСК"		Параметры обмена с ДП филиала СЭС ПАО "МОЭСК"		Примечание
		CASDU	IOA	CASDU	IOA	
1	Срабатывание ДЗЛ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	141	1	141	
2	Срабатывание 1 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	142	1	142	
3	Срабатывание 2 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	143	1	143	
4	Срабатывание 1 ст. ТЗНП основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	144	1	144	
5	Неисправность основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	145	1	145	
6	Срабатывание 1 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	146	1	146	
7	Срабатывание 2 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	147	1	147	
8	Срабатывание 3 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	148	1	148	
9	Срабатывание 4 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	149	1	149	
10	Срабатывание 1 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	150	1	150	
11	Срабатывание 2 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	151	1	151	
12	Срабатывание 3 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	152	1	152	
13	Срабатывание 4 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	153	1	153	
14	Срабатывание ТО резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	154	1	154	
15	Срабатывание МТЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	155	1	155	
16	Неисправность резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	156	1	156	
17	Срабатывание ДЗЛ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	157	1	157	
18	Срабатывание 1 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	158	1	158	
19	Срабатывание 2 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	159	1	159	
20	Срабатывание 1 ст. ТЗНП основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	160	1	160	
21	Неисправность основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	161	1	161	
22	Срабатывание 1 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	162	1	162	
23	Срабатывание 2 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	163	1	163	
24	Срабатывание 3 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	164	1	164	
25	Срабатывание 4 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	165	1	165	
26	Срабатывание 1 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	166	1	166	
27	Срабатывание 2 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	167	1	167	
28	Срабатывание 3 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	168	1	168	
29	Срабатывание 4 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	169	1	169	
30	Срабатывание ТО резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	170	1	170	
31	Срабатывание МТЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	171	1	171	
32	Неисправность резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	172	1	172	
33	Срабатывание ОМП ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	173	1	173	
34	Неисправность ОМП ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	174	1	174	
35	Срабатывание ОМП ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	175	1	175	
36	Неисправность ОМП ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	176	1	176	
37	Срабатывание ДЗШ 110 кВ	711	177	1	177	
38	Неисправность ДЗШ 110 кВ	711	178	1	178	
39	Срабатывание УРОВ 110 кВ	711	179	1	179	
40	Неисправность УРОВ 110 кВ	711	180	1	180	
41	Срабатывание ДЗТ 1 компл. Т-1	711	181	1	181	
42	Неисправность ДЗТ 1 компл. Т-1	711	182	1	182	
43	Срабатывание ДЗТ 2 компл. Т-1	711	183	1	183	
44	Неисправность ДЗТ 2 компл. Т-1	711	184	1	184	
45	Срабатывание ДЗТ 1 компл. Т-2	711	185	1	185	
46	Неисправность ДЗТ 1 компл. Т-2	711	186	1	186	
47	Срабатывание ДЗТ 2 компл. Т-2	711	187	1	187	
48	Неисправность ДЗТ 2 компл. Т-2	711	188	1	188	
49	Срабатывание АРКТ Т-1	711	189	1	189	
50	Неисправность АРКТ Т-1	711	190	1	190	
51	Срабатывание АРКТ Т-2	711	191	1	191	
52	Неисправность АРКТ Т-2	711	192	1	192	
53	Работа РПН Т-1	711	193	1	193	
54	Крайнее верхнее положение РПН Т-1	711	194	1	194	
55	Крайнее нижнее положение РПН Т-1	711	195	1	195	
56	Работа РПН Т-2	711	196	1	196	
57	Крайнее верхнее положение РПН Т-2	711	197	1	197	
58	Крайнее нижнее положение РПН Т-2	711	198	1	198	
59	Снижено давление элегаза в ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	711	199	1	199	
60	Снижено давление элегаза в ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	711	200	1	200	
61	Снижено давление элегаза в ЭВ 110 кВ Т-1	711	201	1	201	
62	Снижено давление элегаза в ЭВ 110 кВ Т-2	711	202	1	202	
63	Снижено давление элегаза в СЭВ 110 кВ	711	203	1	203	
64	Срабатывание управление ДГК-1	711	204	1	204	
65	Неисправность терминала управление ДГК-1	711	205	1	205	
66	Срабатывание управление ДГК-2	711	206	1	206	
67	Неисправность терминала управление ДГК-2	711	207	1	207	
68	Срабатывание КЗШ 3 СШ 10 кВ	711	208	1	208	
69	Неисправность КЗШ 3 СШ 10 кВ	711	209	1	209	
70	Срабатывание КЗШ 4 СШ 10 кВ	711	210	1	210	
71	Неисправность КЗШ 4 СШ 10 кВ	711	211	1	211	
72	Срабатывание АЧР 1 СШ 10 кВ	711	212	1	212	
73	Неисправность АЧР 1 СШ 10 кВ	711	213	1	213	
74	Срабатывание АЧР 2 СШ 10 кВ	711	214	1	214	
75	Неисправность АЧР 2 СШ 10 кВ	711	215	1	215	
76	Срабатывание АЧР 3 СШ 10 кВ	711	216	1	216	
77	Неисправность АЧР 3 СШ 10 кВ	711	217	1	217	
78	Срабатывание АЧР 4 СШ 10 кВ	711	218	1	218	
79	Неисправность АЧР 4 СШ 10 кВ	711	219	1	219	
80	Земля в сети 1 СШ 10 кВ	711	220	1	220	
81	Земля в сети 2 СШ 10 кВ	711	221	1	221	
82	Земля в сети 3 СШ 10 кВ	711	222	1	222	
83	Земля в сети 4 СШ 10 кВ	711	223	1	223	
84	Неисправность ВВк 10 кВ ДГК-1	711	224	1	224	
85	Неисправность ВВк 16 СШ 10 кВ Т-1	711	225	1	225	
86	Неисправность СВВк 1а СШ 10 кВ	711	226	1	226	

87	Неисправность ВВк 10 кВ ДГК-2	711	227	1	227	
88	Неисправность ВВк 26 СШ 10 кВ Т-2	711	228	1	228	
89	Неисправность СВВк 26 СШ 10 кВ	711	229	1	229	
90	Неисправность ВВк 10 кВ ДГК-3	711	230	1	230	
91	Неисправность ВВк 10 кВ филд 309	711	231	1	231	
92	Неисправность ВВк 10 кВ филд 308	711	232	1	232	
93	Неисправность ВВк 10 кВ филд 307	711	233	1	233	
94	Неисправность ВВк 10 кВ филд 306	711	234	1	234	
95	Неисправность ВВк 10 кВ филд 305	711	235	1	235	
96	Неисправность ВВк 10 кВ филд 304	711	236	1	236	
97	Неисправность ВВк 3СШ 10 кВ Т-1	711	237	1	237	
98	Неисправность ВВк 10 кВ филд 301	711	238	1	238	
99	Неисправность СВВк 3СШ 10 кВ	711	239	1	239	
100	Неисправность ВВк 10 кВ ДГК-4	711	240	1	240	
101	Неисправность ВВк 10 кВ филд 409	711	241	1	241	
102	Неисправность ВВк 10 кВ филд 408	711	242	1	242	
103	Неисправность ВВк 10 кВ филд 407	711	243	1	243	
104	Неисправность ВВк 10 кВ филд 406	711	244	1	244	
105	Неисправность ВВк 10 кВ филд 405	711	245	1	245	
106	Неисправность ВВк 10 кВ филд 404	711	246	1	246	
107	Неисправность ВВк 4СШ 10 кВ Т-2	711	247	1	247	
108	Неисправность ВВк 10 кВ филд 401	711	248	1	248	
109	Неисправность СВВк 4СШ 10 кВ	711	249	1	249	
110	Срабатывание АЧР 1 СШ 6 кВ	711	250	1	250	
111	Неисправность АЧР 1 СШ 6 кВ	711	251	1	251	
112	Срабатывание АЧР 2 СШ 6 кВ	711	252	1	252	
113	Неисправность АЧР 2 СШ 6 кВ	711	253	1	253	
114	Земля в сети 1 СШ 6 кВ	711	254	1	254	
115	Земля в сети 2 СШ 6 кВ	711	255	1	255	
116	Срабатывание РАС	711	256	1	256	
117	Неисправность РАС	711	257	1	257	
118	Квитирование КДС	711	258	1	258	
119	Работа защиты	711	259	1	259	
120	Работа автоматики	711	260	1	260	
121	Неисправность на ПС	711	261	1	261	
122	Авария тр-ра	711	262	1	262	
123	Охранная сигнализация	711	263	1	263	
124	Пожарная сигнализация	711	264	1	264	
125	Положение ключа ТУ дистанц.	711	265	1	265	

Примечания:

Протокол обмена - МЭК 60-870-5-104;
Формат данных в направлении контроля - 1(M_SP_NA_1) / 30(M_SP_TB_1);

От ПАО "МОЭСК"

Заместитель директора департамента информационно-технологических систем

Сахаров А.А.

Заместитель начальника управления эксплуатации ИТС и СС - главный эксперт

Каланчин Д.В.

Ведущий эксперт управления эксплуатации ИТС и СС

Леухин В.А.

От СЭС - филиала ПАО "МОЭСК"

Заместитель главного инженера по телекоммуникациям и связи филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

Широков С.Ю.

Начальник службы АСТУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

Трущенко И.П.

Начальник ОТиСУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

Карабань И.В.

Начальник службы РЗА филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

Жарков А.В.

"СОГЛАСОВАНО"

Первый заместитель директора -
главный диспетчер
Филиала АО "СО ЕЭС"
Московское РДУ

_____ А.С. Куделин
" ____ " _____ 2017г

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Главного инженера –
Директор департамента по
информационно-технологическим
системам и связи ПАО "МОЭСК"

_____ С.Н. Радин
" ____ " _____ 2017г

Перечень телеизмерений, планируемых к передаче от ПС 110 кВ Тополь ПАО "МОЭСК"
на ДП филиала ОАО "СО ЕЭС" Московское РДУ ретрансляцией через ЦУС ПАО "МОЭСК", после реализации титула
"Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь"

№ пп	Адрес МЭК	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	Ед. изм.	Поле согласования (-/+ новый МЭК адрес)
ТИ1	ТИ_711_10001	110	Uab 1 сек 110 кВ	кВ	
ТИ2	ТИ_711_10002	110	Ubc 1 сек 110 кВ	кВ	
ТИ3	ТИ_711_10003	110	Uca 1 сек 110 кВ	кВ	
ТИ4	ТИ_711_10004	110	F 1 сек 110 кВ	Гц	
ТИ5	ТИ_711_10005	110	Uab 2 сек 110 кВ	кВ	
ТИ6	ТИ_711_10006	110	Ubc 2 сек 110 кВ	кВ	
ТИ7	ТИ_711_10007	110	Uca 2 сек 110 кВ	кВ	
ТИ8	ТИ_711_10008	110	F 2 сек 110 кВ	Гц	
ТИ9	ТИ_711_10009	110	Ia ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	А	
ТИ10	ТИ_711_10010	110	Ib ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	А	
ТИ11	ТИ_711_10011	110	Ic ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	А	
ТИ12	ТИ_711_10012	110	Pсум ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	МВт	
ТИ13	ТИ_711_10013	110	Qсум ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	МВАр	
ТИ14	ТИ_711_10014	110	Ia ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	А	
ТИ15	ТИ_711_10015	110	Ib ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	А	
ТИ16	ТИ_711_10016	110	Ic ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	А	
ТИ17	ТИ_711_10017	110	Pсум ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	МВт	
ТИ18	ТИ_711_10018	110	Qсум ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	МВАр	
ТИ19	ТИ_711_10019	110	Ia ЭВ 110 кВ Т-1	А	
ТИ20	ТИ_711_10020	110	Ib ЭВ 110 кВ Т-1	А	
ТИ21	ТИ_711_10021	110	Ic ЭВ 110 кВ Т-1	А	
ТИ22	ТИ_711_10022	110	Pсум ЭВ 110 кВ Т-1	МВт	
ТИ23	ТИ_711_10023	110	Qсум ЭВ 110 кВ Т-1	МВАр	
ТИ24	ТИ_711_10024	110	Ia ЭВ 110 кВ Т-2	А	
ТИ25	ТИ_711_10025	110	Ib ЭВ 110 кВ Т-2	А	
ТИ26	ТИ_711_10026	110	Ic ЭВ 110 кВ Т-2	А	
ТИ27	ТИ_711_10027	110	Pсум ЭВ 110 кВ Т-2	МВт	
ТИ28	ТИ_711_10028	110	Qсум ЭВ 110 кВ Т-2	МВАр	

№ пп	Адрес МЭК	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	Ед. изм.	Поле согласования (-/+ новый МЭК адрес)
ТИ29	ТЛ_711_10029	110	Ia СЭВ 110 кВ	А	
ТИ30	ТЛ_711_10030	110	Ib СЭВ 110 кВ	А	
ТИ31	ТЛ_711_10031	110	Ic СЭВ 110 кВ	А	
ТИ32	ТЛ_711_10032	110	Рсум СЭВ 110 кВ	МВт	
ТИ33	ТЛ_711_10033	110	Qсум СЭВ 110 кВ	МВАр	
ТИ34	ТЛ_711_10034	110	Ia РемПерем 110 кВ	А	
ТИ35	ТЛ_711_10035	110	Ib РемПерем 110 кВ	А	
ТИ36	ТЛ_711_10036	110	Ic РемПерем 110 кВ	А	
ТИ37	ТЛ_711_10037	110	Рсум РемПерем 110 кВ	МВт	
ТИ38	ТЛ_711_10038	110	Qсум РемПерем 110 кВ	МВАр	

Начальник ОДС Московского РДУ

П.А. Богомолов

Начальник службы электрических режимов
Московского РДУ

А.А. Попов

Заместитель директора департамента информационно-технологических систем и связи ПАО "МОЭСК"

А.А. Сахаров

Заместитель начальника управления эксплуатации
ИТС и СС ПАО "МОЭСК" - главный эксперт

Д.В. Каланчин

Ведущий эксперт управления ИТС и СС ПАО "МОЭСК"

В.А. Леухин

Начальник службы АСТУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

И.П. Трущенко

Начальник ОТИСУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

И.В. Карабань

Начальник службы РЗА филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

А.В. Жарков

"СОГЛАСОВАНО"

Первый заместитель директора -
главный диспетчер
Филиала АО "СО ЕЭС"
Московское РДУ

_____ А.С. Куделин
"___" _____ 2017г

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Главного инженера –
Директор департамента по
информационно-технологическим
системам и связи ПАО "МОЭСК"

_____ С.Н. Радин
"___" _____ 2017г

**Перечень телесигнализации, планируемой к передаче от ПС 110 кВ Тополь ПАО "МОЭСК"
на ДП филиала ОАО "СО ЕЭС" Московское РДУ ретрансляцией через ЦУС ПАО "МОЭСК", после реализации титула
"Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь"**

№ пп	Адрес МЭК	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	Поле согласования (-/+ новый МЭК адрес)
ТС1	TS_711_10001	110	ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	TS_711_10002
ТС2	TS_711_10002	110	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ВЛ	TS_711_10006
ТС3	TS_711_10003	110	ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	TS_711_10007
ТС4	TS_711_10004	110	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ЭВ	TS_711_10008
ТС5	TS_711_10005	110	ЗН ШР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ЭВ	TS_711_10009
ТС6	TS_711_10006	110	ШР ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	TS_711_10010
ТС7	TS_711_10007	110	ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	TS_711_10001
ТС8	TS_711_10008	110	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ВЛ	TS_711_10011
ТС9	TS_711_10009	110	ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	TS_711_10012
ТС10	TS_711_10010	110	ЗН ЛР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ЭВ	TS_711_10013
ТС11	TS_711_10011	110	ЗН ШР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ЭВ	TS_711_10014
ТС12	TS_711_10012	110	ШР ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	TS_711_10015
ТС13	TS_711_10013	110	ЭВ 110 кВ Т-1	TS_711_10004
ТС14	TS_711_10014	110	ЗН ШР 110 кВ Т-1 в ст. 1 сек	TS_711_10016
ТС15	TS_711_10015	110	ШР 110 кВ Т-1	TS_711_10017
ТС16	TS_711_10016	110	ЗН ШР 110 кВ Т-1 в ст. ЭВ	TS_711_10018
ТС17	TS_711_10017	110	ЭВ 110 кВ Т-2	TS_711_10005
ТС18	TS_711_10018	110	ЗН ШР 110 кВ Т-2 в ст. 2 сек	TS_711_10019
ТС19	TS_711_10019	110	ШР 110 кВ Т-2	TS_711_10020
ТС20	TS_711_10020	110	ЗН ШР 110 кВ Т-2 в ст. ЭВ	TS_711_10021
ТС21	TS_711_10021	110	СЭВ 110 кВ	TS_711_10003
ТС22	TS_711_10022	110	СР 1 сек СЭВ 110 кВ	TS_711_10022
ТС23	TS_711_10023	110	ЗН СР 1 сек СЭВ 110 кВ в ст. СЭВ	TS_711_10023
ТС24	TS_711_10024	110	ЗН СР 2 сек СЭВ 110 кВ в ст. СЭВ	TS_711_10024
ТС25	TS_711_10025	110	СР 2 сек СЭВ 110 кВ	TS_711_10025
ТС26	TS_711_10026	110	ЗН ШР ТН 1 сек 110 кВ в ст. 1 сек	TS_711_10026
ТС27	TS_711_10027	110	ШР ТН 1 сек 110 кВ	TS_711_10027
ТС28	TS_711_10028	110	ЗН ШР ТН 1 сек 110 кВ в ст. ТН	TS_711_10028
ТС29	TS_711_10029	110	ЗН ШР ТН 2 сек 110 кВ в ст. 2 сек	TS_711_10029
ТС30	TS_711_10030	110	ШР ТН 2 сек 110 кВ	TS_711_10030
ТС31	TS_711_10031	110	ЗН ШР ТН 2 сек 110 кВ в ст. ТН	TS_711_10031
ТС32	TS_711_10032	110	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. ВЛ	TS_711_10032
ТС33	TS_711_10033	110	РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	TS_711_10033
ТС34	TS_711_10034	110	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь в ст. РемПерем	TS_711_10034
ТС35	TS_711_10035	110	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки -Тополь в ст. РемПерем	TS_711_10035
ТС36	TS_711_10036	110	РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	TS_711_10036
ТС37	TS_711_10037	110	ЗН РРемПерем ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь в ст. ВЛ	TS_711_10037

№ пп	Адрес МЭК	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	Поле согласования (-/+ новый МЭК адрес)
ТС38	TS_711_10038	10	ВВк 10 кВ Т-1	TS_711_10038
ТС39	TS_711_10039	10	СВВк 1 сек 10 кВ	TS_711_10039
ТС40	TS_711_10040	10	ВВк 10 кВ Т-2	TS_711_10040
ТС41	TS_711_10041	10	СВВк 2 сек 10 кВ	TS_711_10041
ТС42	TS_711_10042	10	ВВк 3 сек 10 кВ Т-1	TS_711_10042
ТС43	TS_711_10043	10	СВВк 3 сек 10 кВ	TS_711_10043
ТС44	TS_711_10044	10	ВВк 4 сек 10 кВ Т-2	TS_711_10044
ТС45	TS_711_10045	10	СВВк 4 сек 10 кВ	TS_711_10045
ТС46	TS_711_10046	6	МВ 6 кВ Т-1	TS_711_10046
ТС47	TS_711_10047	6	СМВ 6 кВ	TS_711_10047
ТС48	TS_711_10048	6	МВ 6 кВ Т-2	TS_711_10048

Примечание -

Передача требуемого объема телесигнализации (выключателей, заземляющих ножей, разъединителей 110 кВ) от ПС №711 "Тополь" на ДП филиала ОАО "СО ЕЭС" Московское РДУ планируется после комплексной реконструкции подстанции №771 "Тополь".

Начальник ОДС Московского РДУ

П.А. Богомолов

Начальник службы электрических режимов
Московского РДУ

А.А. Попов

Заместитель директора департамента информационно-технологических систем и связи ПАО "МОЭСК"

А.А. Сахаров

Заместитель начальника управления эксплуатации
ИТС и СС ПАО "МОЭСК" - главный эксперт

Д.В. Каланчин

Ведущий эксперт управления ИТС и СС ПАО "МОЭСК"

В.А. Леухин

Начальник службы АСТУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

И.П. Трущенко

Начальник ОТиСУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

И.В. Карабань

Начальник службы РЗА филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

А.В. Жарков

"СОГЛАСОВАНО"

Первый заместитель директора -
главный диспетчер
Филиала АО "СО ЕЭС"
Московского РДУ

_____ А.С. Куделин
"___" _____ 2017г

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Главного инженера –
Директор департамента по
информационно-технологическим
системам и связи ПАО "МОЭСК"

_____ С.Н. Радин
"___" _____ 2017г

Перечень аварийно-предупредительной телесигнализации, планируемой к передаче от ПС 110 кВ Тополь ПАО "МОЭСК"
на ДП филиала ОАО "СО ЕЭС" Московское РДУ ретрансляцией через ЦУС ПАО "МОЭСК", после реализации титула
"Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ №711 Тополь"

№ пп	Адрес МЭК	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	Поле согласования (-/+ новый МЭК адрес)
АПТС1	TS_711_10049	110	Срабатывание ДЗЛ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС2	TS_711_10050	110	Срабатывание 1 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС3	TS_711_10051	110	Срабатывание 2 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС4	TS_711_10052	110	Срабатывание 1 ст. ТЗНП основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС5	TS_711_10053	110	Неисправность основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС6	TS_711_10054	110	Срабатывание 1 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС7	TS_711_10055	110	Срабатывание 2 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС8	TS_711_10056	110	Срабатывание 3 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС9	TS_711_10057	110	Срабатывание 4 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС10	TS_711_10058	110	Срабатывание 1 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС11	TS_711_10059	110	Срабатывание 2 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС12	TS_711_10060	110	Срабатывание 3 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС13	TS_711_10061	110	Срабатывание 4 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС14	TS_711_10062	110	Срабатывание ТО резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС15	TS_711_10063	110	Срабатывание МТЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС16	TS_711_10064	110	Неисправность резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС17	TS_711_10065	110	Срабатывание ДЗЛ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС18	TS_711_10066	110	Срабатывание 1 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС19	TS_711_10067	110	Срабатывание 2 ст. ДЗ основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС20	TS_711_10068	110	Срабатывание 1 ст. ТЗНП основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС21	TS_711_10069	110	Неисправность основного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС22	TS_711_10070	110	Срабатывание 1 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС23	TS_711_10071	110	Срабатывание 2 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС24	TS_711_10072	110	Срабатывание 3 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС25	TS_711_10073	110	Срабатывание 4 ст. ДЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС26	TS_711_10074	110	Срабатывание 1 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС27	TS_711_10075	110	Срабатывание 2 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС28	TS_711_10076	110	Срабатывание 3 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС29	TS_711_10077	110	Срабатывание 4 ст. ТЗНП резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС30	TS_711_10078	110	Срабатывание ТО резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС31	TS_711_10079	110	Срабатывание МТЗ резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС32	TS_711_10080	110	Неисправность резервного комплекта защит ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС33	TS_711_10081	110	Срабатывание ОМП ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС34	TS_711_10082	110	Неисправность ОМП ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС35	TS_711_10083	110	Срабатывание ОМП ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС36	TS_711_10084	110	Неисправность ОМП ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС37	TS_711_10085	110	Срабатывание ДЗШ 110 кВ	
АПТС38	TS_711_10086	110	Неисправность ДЗШ 110 кВ	
АПТС39	TS_711_10087	110	Срабатывание УРОВ 110 кВ	
АПТС40	TS_711_10088	110	Неисправность УРОВ 110 кВ	
АПТС41	TS_711_10089	110	Срабатывание ДЗТ 1 компл. Т-1	
АПТС42	TS_711_10090	110	Неисправность ДЗТ 1 компл. Т-1	
АПТС43	TS_711_10091	110	Срабатывание ДЗТ 2 компл. Т-1	
АПТС44	TS_711_10092	110	Неисправность ДЗТ 2 компл. Т-1	
АПТС45	TS_711_10093	110	Срабатывание ДЗТ 1 компл. Т-2	
АПТС46	TS_711_10094	110	Неисправность ДЗТ 1 компл. Т-2	
АПТС47	TS_711_10095	110	Срабатывание ДЗТ 2 компл. Т-2	
АПТС48	TS_711_10096	110	Неисправность ДЗТ 2 компл. Т-2	

№ пп	Адрес МЭК	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	Поле согласования (-/+ новый МЭК адрес)
АПТС49	TS_711_10097	110	Срабатывание АРКТ Т-1	
АПТС50	TS_711_10098	110	Неисправность АРКТ Т-1	
АПТС51	TS_711_10099	110	Срабатывание АРКТ Т-2	
АПТС52	TS_711_10100	110	Неисправность АРКТ Т-2	
АПТС53	TS_711_10101	110	Работа РПН Т-1	
АПТС54	TS_711_10102	110	Крайнее верхнее положение РПН Т-1	
АПТС55	TS_711_10103	110	Крайнее нижнее положение РПН Т-1	
АПТС56	TS_711_10104	110	Работа РПН Т-2	
АПТС57	TS_711_10105	110	Крайнее верхнее положение РПН Т-2	
АПТС58	TS_711_10106	110	Крайнее нижнее положение РПН Т-2	
АПТС59	TS_711_10107	110	Снижено давление элегаза в ЭВ ВЛ 110 кВ Новые Подлипки-Тополь	
АПТС60	TS_711_10108	110	Снижено давление элегаза в ЭВ ВЛ 110 кВ Хвойная-Тополь	
АПТС61	TS_711_10109	110	Снижено давление элегаза в ЭВ 110 кВ Т-1	
АПТС62	TS_711_10110	110	Снижено давление элегаза в ЭВ 110 кВ Т-2	
АПТС63	TS_711_10111	110	Снижено давление элегаза в СЭВ 110 кВ	
АПТС64	TS_711_10112		Срабатывание РАС	
АПТС65	TS_711_10113		Неисправность РАС	

Начальник ОДС Московского РДУ

П.А. Богомолов

Начальник службы электрических режимов
Московского РДУ

А.А. Попов

Начальник службы РЗА
Московского РДУ

Р.Л. Байбеков

Заместитель директора департамента информационно-
технологических систем и связи ПАО "МОЭСК"

А.А. Сахаров

Заместитель начальника управления эксплуатации
ИТС и СС ПАО "МОЭСК" - главный эксперт

Д.В. Каланчин

Ведущий эксперт управления ИТС и СС ПАО "МОЭСК"

В.А. Леухин

Начальник службы АСТУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

И.П. Трущенко

Начальник ОТиСУ филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

И.В. Карабань

Начальник службы РЗА филиала СЭС ПАО "МОЭСК"

А.В. Жарков

Перечень видеокладов АСУ ТП

1. Главная электрическая схема;
2. ОРУ 110 кВ;
3. ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь;
4. ВЛ 110 кВ Хвойная – Тополь;
5. Трансформатор Т1;
6. Трансформатор Т2;
7. ЗРУ-10 кВ (существующее);
8. ЗРУ-10 кВ 1а секция;
9. ЗРУ-10 кВ 1б секция;
10. ЗРУ-10 кВ 2а секция;
11. ЗРУ-10 кВ 2б секция;
12. ЗРУ-10 кВ (проектируемое);
13. ЗРУ-10 кВ 3 секция;
14. ЗРУ-10 кВ 4 секция;
15. ЗРУ-6 кВ;
16. ЗРУ-6 кВ 1 секция;
17. ЗРУ-6 кВ 2 секция;
18. ЩСН 0,4 кВ;
19. ЩСН 0,4 кВ 1 секция;
20. ЩСН 0,4 кВ 2 секция;
21. ЩПТ;
22. ЩПТ 1 секция;
23. ЩПТ 2 секция;
24. Диагностика АСУ ТП. Верхний уровень;
25. Диагностика АСУ ТП. ГЩУ;
26. Диагностика АСУ ТП. ЗРУ-10 кВ (существующее);
27. Диагностика АСУ ТП. ЗРУ-10 кВ (проектируемое);
28. Диагностика АСУ ТП. ЗРУ-6 кВ;
29. Диагностика сети Ethernet;
30. РЗА ГЩУ;
31. РЗА ЗРУ-10 кВ (существующее);
32. РЗА ЗРУ-10 кВ (проектируемое);
33. Противоаварийная автоматика;
34. Контроль качества электроэнергии;
35. АИИС КУЭ;
36. Охранно-пожарная сигнализация;
37. Охранное видеонаблюдение;
38. Установка плакатов;
39. Журнал тревог;
40. Журнал событий;
41. Просмотр осциллограмм;
42. Просмотр трендов;
43. Просмотр АПТС;
44. Суточный отчет;
45. Помощь.

Перечень строительно-монтажных работ по АСУ ТП

№ п/п	Наименование работ
Работы по демонтажу, выполняемые на ПС 110 кВ Тополь	
1.	Демонтаж существующих шкафов системы ТМ "Гранит", 2 шт.
2.	Демонтаж существующих кабельных связей системы ТМ "Гранит"
3.	Утилизация демонтированных шкафов системы ТМ "Гранит", 2 шт.
4.	Утилизация демонтированных кабелей системы ТМ "Гранит"
Работы по монтажу, выполняемые на ПС 110 кВ Тополь	
1.	Установка шкафа ШЭБП (Т1) в ГЩУ
2.	Установка шкафа ССПИ №1 (Т2) в ГЩУ
3.	Установка шкафа ССПИ №2 (Т3) в ГЩУ
4.	Установка шкафа ШЭСУ (Т4) в ГЩУ
5.	Установка тумбы АРМ ОП (Т5) в ГЩУ
6.	Установка шкафа ССПИ №3 (Т6) в ЗРУ-10 кВ
7.	Установка шкафа ССПИ №4 (Т7) в ЗРУ-10 кВ
8.	Установка шкафа ССПИ №5 (Т8) в ЗРУ-6 кВ
9.	Установка шкафа ССПИ №6 (Т9) в ЗРУ-6 кВ
10.	Установка шкафа ССПИ №7 (Т10) в ЗРУ-6 кВ
11.	Установка шкафа ССПИ №8 (Т11) в ЗРУ-6 кВ
12.	Установка периферийного оборудования АРМ ОП №1, 2 в ГЩУ
13.	Установка АРМ РЗА и периферийного оборудования в помещении РЗА
14.	Установка и подключение модулей телемеханики ТМ MTU3-Pr в ячейках 100,103, 104, 110 – 123 1а, 1б секция ЗРУ-10 кВ
15.	Установка и подключение модулей измерительных ТМ РМ7-Pr в ячейках 100,103, 104, 110 – 123 1а, 1б секция ЗРУ-10 кВ
16.	Установка и подключение модулей телемеханики ТМ MTU3-Pr в ячейках 200, 204, 206, 210 – 223 2а, 2б секция ЗРУ-10 кВ
17.	Установка и подключение модулей измерительных ТМ РМ7-Pr в ячейках 200, 204, 206, 210 – 223 2а, 2б секция ЗРУ-10 кВ
18.	Установка и подключение модулей телемеханики ТМ MTU3-Pr в ячейках 3, 10 – 17 1 секция ЗРУ-6 кВ
19.	Установка и подключение модулей измерительных ТМ РМ7-Pr в ячейках 3, 10 – 17 1 секция ЗРУ-6 кВ
20.	Установка и подключение модулей телемеханики ТМ MTU3-Pr в ячейках 4, 21 – 27 2 секция ЗРУ-6 кВ
21.	Установка и подключение модулей измерительных ТМ РМ7-Pr в ячейках 4, 21 – 27 2 секция ЗРУ-6 кВ
22.	Установка и подключение модулей измерительных ТМ РМ7-Pr во вводных ячейках ЩСН 1, 2 секции
23.	Установка и подключение модулей телесигнализации ТМ DIN16C-Pr во вводных ячейках ЩПТ 1, 2 секции и АБ
24.	Установка козырька защитного для датчика температуры
25.	Установка датчика температуры DT RS485
26.	Прокладка и подключение кабелей питания между шкафом ШЭБП и ЩПТ 1, 2 секция
27.	Прокладка и подключение кабелей питания между шкафом ШЭБП и ЩСН 1, 2 секция
28.	Прокладка и подключение кабелей питания между шкафом ШЭБП и тумбой АРМ ОП
29.	Прокладка и подключение кабеля питания между шкафом ШЭБП и АРМ РЗА
30.	Прокладка и подключение кабелей питания между шкафом ШЭБП и шкафом ШЭСУ
31.	Прокладка и подключение кабелей питания между шкафом ШЭБП и шкафами ССПИ №1, 2

32.	Прокладка и подключение кабелей питания между шкафом ШЭБП и шкафами ССПИ №3, 4
33.	Прокладка и подключение кабелей питания между шкафом ШЭБП и шкафами ССПИ №5, 6, 7, 8
34.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №1 и ОРУ-110 кВ (присоединения ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь; ВЛ 110 кВ Хвойная – Тополь; Ремонтная Перемычка 110 кВ)
35.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №1 и ЩПТ 1, 2 секция
36.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №1 и шкафами РЗА (F1 – F5, F13 – F16)
37.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №1 и шкафами АСУ (ШЭБП, ШЭСУ, ССПИ №2)
38.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №2 и ОРУ-110 кВ (присоединения Т-1 110 кВ; Т-2 110 кВ; СЭВ 110 кВ; шинные КА 110 кВ)
39.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №2 и шкафами РЗА (F6 – F12; F17)
40.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №2 и шкафами АСУ (ССПИ №1, тумба АРМ ОП)
41.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №3 и шкафом ССПИ №4
42.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №5 и шкафом ССПИ №6
43.	Прокладка и подключение контрольных кабелей между шкафом ССПИ №7 и шкафом ССПИ №8
44.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса Ethernet между шкафом ШЭСУ и АРМ ОП №1, 2
45.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса Ethernet между шкафом ШЭСУ и АРМ РЗА
46.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса Ethernet между шкафом ШЭСУ и шкафами ССПИ №1, 2
47.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса Ethernet между шкафом ШЭСУ и шкафом связи
48.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса Ethernet между шкафом ШЭСУ и шкафом RTU АИИС КУЭ
49.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса Ethernet между шкафом ССПИ №1 и шкафами РЗА (F1 – F5, F13 – F16)
50.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса Ethernet между шкафом ССПИ №2 и шкафами РЗА (F6 – F12; F17)
51.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №1 и шкафом ШЭБП
52.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №2 и шкафом контроллеров ДГК (F18)
53.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №2 и блоком охранно-пожарной сигнализации Сигнал-10
54.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №3 и шкафом ОВОД-МД 1а, 1б секции ЗРУ-10 кВ
55.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №3 и ячейкой №104 ЗРУ-10 кВ
56.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между ячейками №104 и №106 ЗРУ-10 кВ
57.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между ячейками №106 и №100 ЗРУ-10 кВ
58.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №4 и шкафом ОВОД-МД 2а, 2б секции ЗРУ-10 кВ
59.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №4 и ячейкой №204 ЗРУ-10 кВ
60.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между ячейками №204 и №205 ЗРУ-10 кВ
61.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между ячейками №205 и №200 ЗРУ-10 кВ
62.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №5 и шкафом ОВОД-МД 3 секции ЗРУ-10 кВ
63.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №5 и ячейкой №302 ЗРУ-10 кВ
64.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №5 и ячейкой №310 ЗРУ-10 кВ
65.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса RS-485 между ячейками №310 – 305 ЗРУ-10 кВ

66.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №5 и ячейкой №304 ЗРУ-10 кВ
67.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса RS-485 между ячейками №304 – 300 ЗРУ-10 кВ
68.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №6 и шкафом ОВОД-МД 4 секции ЗРУ-10 кВ
69.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №6 и ячейкой №402 ЗРУ-10 кВ
70.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №6 и ячейкой №410 ЗРУ-10 кВ
71.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса RS-485 между ячейками №410 – 405 ЗРУ-10 кВ
72.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №6 и ячейкой №404 ЗРУ-10 кВ
73.	Прокладка и подключение кабелей интерфейса RS-485 между ячейками №404 – 400 ЗРУ-10 кВ
74.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №7 и ячейкой №1 ЗРУ-6 кВ
75.	Прокладка и подключение кабеля интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №8 и ячейкой №2 ЗРУ-6 кВ
76.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №2 и ЩСН 1 секция
77.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ЩСН 1 секция и ЩСН 2 секция
78.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №2 и ЩПТ 1 секция
79.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ЩПТ 1 секция и ЩПТ ввод АБ
80.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ЩПТ ввод АБ и ЩПТ 2 секция
81.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №2 и датчиком температуры
82.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №3 и ячейкой №118 ЗРУ-10 кВ
83.	Прокладка и подключение кабеля питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №3 и ячейкой №113 ЗРУ-10 кВ
84.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №118 – 116, 115 – 110, 100 ЗРУ-10 кВ
85.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №3 и ячейкой №123 ЗРУ-10 кВ
86.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №123, 103, 119 – 121, 104, 122 ЗРУ-10 кВ
87.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №4 и ячейкой №217 ЗРУ-10 кВ
88.	Прокладка и подключение кабеля питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №4 и ячейкой №212 ЗРУ-10 кВ
89.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №217, 216, 215 – 210, 200 ЗРУ-10 кВ
90.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №4 и ячейкой №218 ЗРУ-10 кВ
91.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №218, 219, 204, 220, 221, 206, 222, 223 ЗРУ-10 кВ
92.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №5 и ячейкой №310 ЗРУ-10 кВ
93.	Прокладка и подключение кабеля питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №5 и ячейкой №305 ЗРУ-10 кВ
94.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №310 – 300 ЗРУ-10 кВ
95.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №6 и ячейкой №410 ЗРУ-10 кВ

96.	Прокладка и подключение кабеля питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №6 и ячейкой №405 ЗРУ-10 кВ
97.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №410 – 400 ЗРУ-10 кВ
98.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №7 и ячейкой №17 ЗРУ-6 кВ
99.	Прокладка и подключение кабеля питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №7 и ячейкой №14 ЗРУ-6 кВ
100.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №17 – 15, 3, 14 – 10 ЗРУ-6 кВ
101.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №8 и ячейкой №4 ЗРУ-6 кВ
102.	Прокладка и подключение кабеля питания и интерфейса RS-485 между шкафом ССПИ №8 и ячейкой №24 ЗРУ-6 кВ
103.	Прокладка и подключение кабелей питания и интерфейса RS-485 между ячейками №4, 27 – 21 ЗРУ-6 кВ
104.	Прокладка и подключение волоконно-оптических кабелей между шкафом ШЭСУ и шкафами АСУ (ССПИ №3, 4, 5, 6, 7, 8)
ПНР выполняемые на ПС 110 кВ Тополь	
1.	Конфигурирование модулей АВР TOPAZ ASR 220V10A (A1 – A3) в шкафу ШЭБП
2.	Конфигурирование контроллеров питания TOPAZ PSC 24V40A (A6, A7) в шкафу ШЭБП
3.	Конфигурирование серверов АСУ ТП TOPAZ IEC DAS MX820 (A1, A2) в шкафу ШЭСУ
4.	Конфигурирование серверов доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 E8R (A3, A4) в шкафу ШЭСУ
5.	Конфигурирование серверов точного времени TOPAZ PTS 100 (A5, A6) в шкафу ШЭСУ
6.	Конфигурирование Redundancy Box TOPAZ IEC DAS MX240 E6R4 (A13) в шкафу ШЭСУ
7.	Конфигурирование коммутаторов MOXA IKS-6726A-2GTXSFP-24-24-T (A7, A8) в шкафу ШЭСУ
8.	Конфигурирование коммутаторов MOXA PT-7728-PTP-F-24-24 (A9, A10) в шкафу ШЭСУ
9.	Конфигурирование контроллеров присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 (K1 – K6) в шкафах ССПИ №1, 2
10.	Конфигурирование контроллеров присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 HMI (A1 – A3) в шкафах ССПИ №1, 2
11.	Конфигурирование коммутаторов MOXA PT-7728-PTP-F-24-24 (A4, A5) в шкафах ССПИ №1, 2
12.	Конфигурирование модулей телемеханики TM MTU3-Pr (AE2 – AE7, AE9 – AE14, AE16 – AE21, AE23 – AE26, AE28 – AE31, AE33 – AE40) в шкафах ССПИ №1, 2
13.	Конфигурирование модулей измерительных TM PM7-Pr (AE1, AE8, AE15, AE22, AE27, AE32) в шкафах ССПИ №1, 2
14.	Конфигурирование модулей телесигнализации TM DIN16C-Pr (AE191 - AE193) в шкафах ССПИ №1, 2
15.	Конфигурирование контроллеров присоединения TOPAZ IEC DAS MX240 E2R8 (K7 – K12) в шкафах ССПИ №3, 4, 5, 6, 7, 8
16.	Конфигурирование медиаконверторов TOPAZ MC-FM-1/T-1 (A7, A8) в шкафах ССПИ №3, 4, 5, 6, 7, 8
17.	Конфигурирование модулей АВР TOPAZ ASR 220V10A (A1) в шкафах ССПИ №3, 4, 5, 6, 7, 8
18.	Конфигурирование контроллеров питания TOPAZ PSC 24V10A (A4, A5) в шкафах ССПИ №3, 4, 5, 6, 7, 8
19.	Конфигурирование модулей телесигнализации TM DIN16C-Pr (AE194 - AE199) в шкафах ССПИ №3, 4, 5, 6, 7, 8
20.	Конфигурирование модулей телемеханики TM MTU3-Pr (AE43 – AE59, AE79 – AE96) в ячейках 1а, 1б, 2а, 2б секции ЗРУ-10 кВ
21.	Конфигурирование модулей измерительных TM PM7-P (AE60 – AE78, AE97 – AE115) в ячейках 1а, 1б, 2а, 2б секции ЗРУ-10 кВ
22.	Конфигурирование модулей телемеханики TM MTU3-Pr (AE116 – AE126, AE137 – AE146) в ячейках 3, 4 секции ЗРУ-10 кВ
23.	Конфигурирование модулей измерительных TM PM7-P (AE127 – AE136, AE147 – AE156) в ячейках 3, 4 секции ЗРУ-10 кВ

24.	Конфигурирование модулей телемеханики ТМ MTU3-Pr (AE157 – AE165, AE175 – AE182) в ячейках 1, 2 секции ЗРУ-6 кВ
25.	Конфигурирование модулей измерительных ТМ PM7-P (AE166 – AE174, AE183 – AE190) в ячейках 1, 2 секции ЗРУ-6 кВ
26.	Конфигурирование модулей измерительных ТМ PM7-P (AE41, AE42) во вводных ячейках ЩСН 1, 2 секции
27.	Конфигурирование модулей телесигнализации ТМ DIN16C-Pr (AE200 – AE202) во вводных ячейках ЩПТ 1, 2 секции и АБ
28.	Конфигурирование датчика температуры DT RS485 (AE203)
29.	Работы по проведению комплексных испытаний
ПНР выполняемые в РДП СОЗ филиала ПАО "МОЭСК"	
1.	Конфигурирование ПО ЦППС СОЗ филиала ПАО "МОЭСК" в части приема новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь
2.	Конфигурирование ПО ЦППС СОЗ филиала ПАО "МОЭСК" в части вывода новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь на средства предоставления информации персоналу СОЗ филиала ПАО "МОЭСК"
3.	Конфигурирование ПО ССПТИ СОЗ филиала ПАО "МОЭСК" в части приема новых сигналов ССПТИ от ПС 110 кВ Тополь
4.	Конфигурирование ПО ССПТИ СОЗ филиала ПАО "МОЭСК" в части вывода новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь на средства предоставления информации персоналу СОЗ филиала ПАО "МОЭСК"
ПНР выполняемые в ЦУС ПАО "МОЭСК"	
1.	Конфигурирование ПО ПТК "PowerON" ЦУС ПАО "МОЭСК" в части приема новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь
2.	Конфигурирование ПО ПТК "PowerON" ЦУС ПАО "МОЭСК" в части вывода новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь на средства предоставления информации персоналу ЦУС ПАО "МОЭСК"
3.	Конфигурирование ПО ПТК "PowerON" ЦУС ПАО "МОЭСК" в части ретрансляции новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь в Московское РДУ филиал ОАО "СО ЕЭС"
ПНР выполняемые в Московском РДУ	
1.	Конфигурирование ПО ПАК "СК-Proxy" Московского РДУ филиал ОАО "СО ЕЭС" в части приема новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь ретрансляцией из ЦУС ПАО "МОЭСК"
2.	Конфигурирование ПО ПАК "СК-Proxy" Московского РДУ филиал ОАО "СО ЕЭС" в части вывода новых сигналов телеинформации от ПС 110 кВ Тополь ретрансляцией из ЦУС ПАО "МОЭСК" на средства предоставления информации персоналу Московского РДУ филиал ОАО "СО ЕЭС"

Программа комплексных испытаний АСУ ТП

1. Общие положения программы испытаний

Испытания АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" в части передачи телеметрической информации на ДЦ Филиала ОАО "СО ЕЭС" Московское РДУ (далее ДЦ Московского РДУ) проводятся в соответствии с указаниями и требованиями:

- требования к содержанию документов стадии "Ввод в эксплуатацию" РД 50.34.698-90 "Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов";
- требования к содержанию документов" СНиП 3.01.04-87 "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения";
- СНиП 3.05.07-85 "Системы автоматизации";
- СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства";
- техническое задание на выполнение работ по титулу "Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь", утвержденное Главными инженерами филиалов ПАО "МОЭСК";
- технические условия на присоединение каналов прямой диспетчерской связи и передачи телеинформации с объектов электроэнергетики ПАО "МОЭС" к диспетчерскому коммутатору и ЦППС Филиала ОАО "СО ЕЭС" Московское РДУ от 15.03.2015г.;
- ГОСТ 34.601-90 "Автоматизированные системы. Стадии создания";
- ГОСТ 34.603-92 "Виды испытаний автоматизированных систем".

Испытания АСУ ТП в части передачи телеметрической информации на ДЦ Московского РДУ), организованной посредством обмена телеметрической информацией между ПТК "PowerOn" ПАО "МОЭСК" и ПАК "СК-Проху" Московского РДУ по двум географически разнесенным каналам проводятся на ПС 110 кВ "Тополь" и в помещениях ДЦ Московского РДУ.

Испытания проводятся с использованием существующих каналов передачи телеинформации и инструментальных программно-технических средств Московского РДУ и ПАО "МОЭСК". Средствами контроля полноты и достоверности телеметрической информации поступающей с объекта являются ПАК "СК-Проху" и ОИК Московского РДУ.

2. Цели испытаний

Испытания проводятся с целью проверки соответствия АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" требованиям ТЗ и представляют собой процесс проверки выполнения заданных функций АСУ ТП, определения и проверки соответствия требованиям ТЗ количественных и качественных характеристик АСУ ТП, выявления и устранения недостатков в действиях АСУ ТП, в разработанной документации.

По результатам испытаний комиссия принимает решение о возможности (или невозможности) принятия АСУ ТП в опытную (промышленную) эксплуатацию.

3. Область применения

В соответствии с данной программой проводятся комплексные испытания АСУ ТП на ПС 110 кВ "Тополь".

Условиями готовности АСУ ТП к проведению испытаний являются: окончание автономных испытаний АСУ ТП, наличие работоспособных основного и резервного каналов передачи телеинформации между ПТК "PowerOn" ПАО "МОЭСК" и ПАК "СК-Proxy" Московского РДУ, наличие работоспособных основного и резервного каналов передачи телеинформации между ПТК "PowerOn" ПАО "МОЭСК" и АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь", подготовка и согласование сроков и даты проведения испытаний.

В рамках комплексных испытаний производится сверка всех параметров между локальными контролерами АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" и ПАК "СК-Proxy" Московского РДУ.

В случае положительного результата комплексных испытаний АСУ ТП принимается в опытную эксплуатацию на основании Акта приемки в опытную эксплуатацию.

4. Требования и условия проведения испытаний

При проведении испытаний АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" используются:

- серверы доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 E8R4;
- контроллеры присоединений TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4;
- контроллеры присоединений TOPAZ IEC DAS MX240 E2R8;
- контроллеры присоединений TOPAZ IEC DAS MX240 E2R12;
- модули измерительные TOPAZ TM PM7-Pr;
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr;
- модули телемеханики TOPAZ TM MTU3-Pr;
- переносной компьютер;
- РЕТОМ51.

Требования к источникам переменного тока:

- напряжение питания $(0.9-1,1) \cdot U_H$;
- частота источника питания $50 \pm 0,4$ Гц;
- коэффициент искажения синусоиды питающего напряжения не более 12%.

Испытательные схемы, устройства, приборы подготавливаются персоналом Исполнителя (Поставщика) и Заказчика.

Для выполнения испытания назначаются ответственные лица от Заказчика и Исполнителя (Поставщика). Заказчик осуществляет контроль за выполнением технической программы.

Персонал Исполнителя (Поставщика) и Заказчика обеспечивает выполнение испытаний в соответствии с утвержденной программой испытаний.

Размещение и установка электрооборудования, используемого в процессе испытаний, должны соответствовать требованиям ПУЭ гл.5.1 (издание 7, 2003 г.). Специальных условий к климатическим условиям и окружающей среде для проведения испытаний не предъявляется.

Источником электропитания является однофазная промышленная сеть переменного тока 220 В.

Уровни и допустимые отклонения напряжения питания, частота и пульсации напряжения при проведении испытаний должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109.

Динамические изменения питающего напряжения переменного тока (провалы, перерывы, выбросы) не должны превышать четвертой степени жесткости по ГОСТ Р 51317.4.11-99.

При испытании АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" обязательным условием является наличие работоспособных основного и резервного каналов передачи телеинформации между ПТК "PowerOn" ПАО "МОЭСК" и "СК-Proxy" Московского РДУ.

5. Комплексные испытания

Данные испытания проводятся с участием персонала ПАО "МОЭСК", Московского РДУ, а также персонала Исполнителя (Поставщика).

При этом к модулям управления ячейками (дискретным входам) и измерительным преобразователям должны быть подключены действующие цепи телесигнализации и измерительных трансформаторов.

Посигнальная проверка ТС и ТИ производится по согласованному перечню сигналов, передаваемых от АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" на ДЦ Московского РДУ.

5.1. Проверка документации

Исполнитель (Поставщик) предъявляет рабочей комиссии, образованной в соответствии с Приказом ПАО "МОЭСК", следующие документы:

- лицензия Исполнителя на проведение СМР и ПНР;
- описание технических средств;
- описание программных средств;
- технические паспорта на оборудование;
- лицензии на используемое программное обеспечение;
- техническое задание на выполнение работ по титулу "Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь", утвержденное Главными инженерами филиалов ПАО "МОЭСК";
- проектную документацию на АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь";
- утвержденные перечни информации, передаваемой от ПС 110 кВ "Тополь" на ДЦ Московского РДУ;
- электрические паспорта на основной и резервный каналы передачи телеинформации;
- акт готовности к проведению комплексных испытаний с приложением протоколов посигнальной проверки.

5.2. Проверка на соответствие оборудования ТУ

Проверка на соответствие оборудования ТУ включает в себя:

- проверку комплектности и объема поставки оборудования;
- проверку состава поставляемого программного обеспечения;
- проверку комплектности аппаратно-программных средств;
- проверку комплектности передаваемой документации.

Проверить наличие, тип, комплектность и соответствие поставленных технических и программных средств Договору и технической документации, с учетом согласованных замен. Для ПО предоставить соответствующие дистрибутивы на носителях, руководства по использованию. Для лицензируемого ПО предоставить лицензии.

5.3. Ознакомление с программно-техническими средствами для проведения испытаний.

Ознакомление с программно-техническими средствами для проведения испытаний включает в себя:

- ознакомление с комплексом технических средств;
- ознакомление с системным ПО;
- ознакомление с прикладным ПО;
- ознакомление с разработанной конфигурацией.

5.4. Программа проведения комплексных испытаний

Программа проведения комплексных испытаний приведена в таблице 1.

Таблица 1.

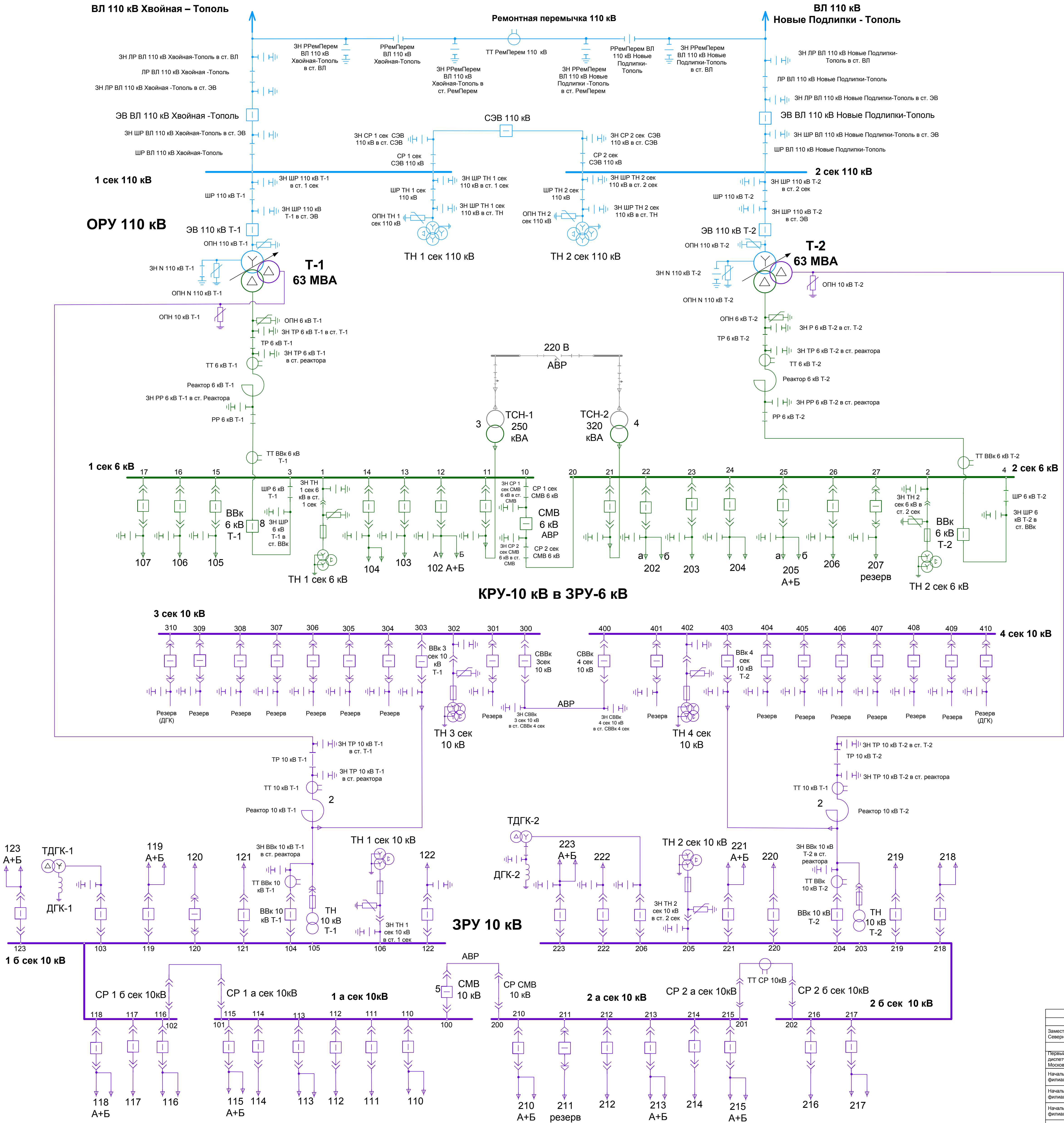
№	Наименование выполняемой проверки	Используемые документы, вспомогательная аппаратура и виды ПО
1.	Проверка передачи ТИ, ТС (с контролем времени прохождения информации) с ПС 110 кВ "Тополь" на ПАК "СК-Proxy" Московского РДУ	- РЕТОМ 51; - ПО АРМ ОП ПС 110 кВ "Тополь"; - ПО ПТК "СК-Proxy" Московского РДУ
2.	Проверка достоверности (с контролем времени прохождения информации) информационного обмена между АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" и ПАК "СК-Proxy" Московского РДУ	- ПО АРМ ОП ПС 110 кВ "Тополь"; - ПО ПТК "СК-Proxy" Московского РДУ
3.	Проверка резервирования серверов доступа к данным на ПС 110 кВ "Тополь" и ПТК PowerOn ПАО "МОЭСК"	- ПО АРМ ОП ПС 110 кВ "Тополь"; - ПО АРМ ПТК "PowerOn" ПАО "МОЭСК"

5.5. Непрерывная проверка работоспособности и правильности функционирования

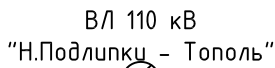
Проверка непрерывной работоспособности и правильность функционирования АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" выполняется в течение 72 часов.

5.6. Завершение комплексных испытаний

При положительных результатах испытаний комиссия по приемке оформляет Протокол испытаний и Акт ввода АСУ ТП ПС 110 кВ "Тополь" в опытную эксплуатацию.



Должность		ФИО	Подпись	Дата	ПАО «МОЭСК»	Филиал Северные ЭС
Утвердил						
Заместитель директора-главный инженер Северных ЭС - филиала ПАО «МОЭСК»	С.А. Иванов					
Согласовано					Нормальная схема электрических соединений ПС 110 кВ Тополь № 711 (после реконструкции)	Инженер 2 категории Северного участка ОТИСУ СЭС - филиала ПАО «МОЭСК» 12.09.2017г. Н.В. Герасченко (дата, подпись)
Первый заместитель директора - главный диспетчер филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ	А.С. Куделин					
Начальник ОТИСУ Северных ЭС - филиала ПАО «МОЭСК»	И.В.Карабань					
Начальник службы ПС Северных ЭС - филиала ПАО «МОЭСК»	А.А. Бережной					
Начальник службы ЗР Северных ЭС - филиала ПАО «МОЭСК»	М.А. Щудрин					
Начальник службы РЗА Северных ЭС - филиала ПАО «МОЭСК»	А.В. Жарков					









Условные обозначения:

- - существующее оборудование/соединение;
- - - - - проектируемое оборудование/соединения по данному титулу;
- — основной канал передачи данных;
- — резервный канал передачи данных;
- ◊ — муфта оптическая;
- · - · - · - оборудование/соединения проектируемое по титулу "Реконструкция существующей в настоящий момент ВЛ 110 кВ "Клязьма – Тополь", строительство второй цепи ВЛ 110 кВ "Н.Подлипки – Тополь";

Формат А2

Примечание:

1. Электропитание аппаратуры средств связи выполняется от системы бесперебойного питания;
2. Оборудование связи по требованиям к надежности и качеству электропитания относится к первой категории (требующие бесперебойного электропитания и недопускающие перерывов в подаче электроэнергии);
3. Электропитание переменным током оборудования средств связи осуществляется от шин собственных нужд ~380/220 В подстанции с использованием АВР.
4. Резервное электропитание технических средств обеспечивается от СОПТ 220 В, с использованием статических преобразователей. Для технических средств I категорий используется дополнительный ввод от независимой системы шин собственных нужд. В качестве резервного источника электропитания технических средств I категорий используются дополнительные ИБП.
5. Требуемая емкость АБ, используемой для резервного электропитания технических средств связи должна обеспечивать автономной работой аппаратуры связи на время не менее 6 ч.

						ФПИ-109/08/15-ИОС5.1-ГЧ8			
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"			
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь" Сети связи	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Костин				05.16		П		1
Проверил	Андреев				05.16				
Нач.отд.	Клименко				05.16				
Н.контр.	Селиванова				05.16	Структурная схема организации гарантированного электроснабжения аппаратуры связи			
ГИП	Соболев				05.16				

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

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.







Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
13	АРМ инженера РЗА в составе:			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	компл.	1		
13.1	Блок системный				шт.	1		
13.2	Монитор 24"				шт.	1		
13.3	Клавиатура, мышь, комплект акустики				компл.	1		
13.4	Windows 8 Ultimate RUS, пакет офисных программ Office 2010, ПО Acronis Backup, антивирусное ПО				компл.	1		
13.5	Программное обеспечение СПО ТОPAZ SCADA CLIENT, СПО ТОPAZ SCADA CLIENT Configurator. TOPAZ OSCILLOGRAM VIEWER			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	компл.	1		
13.6	KVM-удлинитель				компл.	1		
14	Переносной АРМ АСУ в составе:			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	компл.	1		
14.1	Переносной персональный компьютер				шт.	1		
14.2	Windows 8 Ultimate RUS, пакет офисных программ Office 2010, ПО Acronis Backup, антивирусное ПО				компл.	1		
14.3	Программное обеспечение СПО ТОPAZ SCADA CLIENT, СПО ТОPAZ SCADA CLIENT Configurator.			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	компл.	1		
15	Оборудование, устанавливаемое в ячейках ЗРУ-6 кВ, ЗРУ-10 кВ, ЩСН, ЩПТ							
15.1	Модуль измерительный ТОPAZ ТМ РМ7-Pr			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	шт.	73		
15.2	Модуль телемеханики ТОPAZ ТМ МТУ3-Pr			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	шт.	71		
15.3	Модуль телесигнализации ТОPAZ ТМ DIN16C-Pr			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	шт.	3		
16	Датчик температуры							
16.1	Датчик температуры ТОPAZ DT RS485			000 "ПуЭлСи Технолоджи"	шт.	1		
16.2	Козырек защитный для датчика температуры с установочным комплектом				компл.	1		

СОГЛАСОВАНО

Начальник службы АСТУ СЭС
- филиала ПАО "МОЭСК"

И.П. Трущенко

" " 2016 г.

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.СО			
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/10/6 кВ №711 "Тополь" АСУ ТП	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Тишкин			12.16		П	2	3
Проверил		Андреев			12.16				
Нач.отд.		Клименко			12.16				
						Спецификация оборудования, изделий и материалов			
Н.контр.		Селиванова			12.16				
ГИП		Соболев			12.16				

Согласовано

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







Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
17	Кабельная продукция							
17.1	Кабель питания	ВВГнг(А)-LS 3х2,5		ОАО “Севкабель-Холдинг”	м.	250		
17.2	Контрольный кабель	КВВГЭнг(А)-LS 7х6		ОАО “Севкабель-Холдинг”	м.	1850		
17.3	Контрольный кабель	КВВГЭнг(А)-LS 4х2,5		ОАО “Севкабель-Холдинг”	м.	450		
17.4	Контрольный кабель	КВВГЭнг(А)-LS 7х1,5		ОАО “Севкабель-Холдинг”	м.	2700		
17.5	Контрольный кабель	КВВГЭнг(А)-LS 5х1,5		ОАО “Севкабель-Холдинг”	м.	2800		
17.6	Провод монтажный	ПВЗ 1х1,5		ОАО “Севкабель-Холдинг”	м.	400		
17.7	Кабель цифровой RS-485	КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6			м.	1600		
17.8	Кабель цифровой Ethernet Cat.5e	F/FTP Cat.5a PVC 4х2х0,57			м.	2600		
17.9	Кабель цифровой Ethernet Cat.6	F/FTP Cat.6 PVC 4х2х0,57			м.	60		
17.10	Кабель волоконно-оптический 62,5/125 многомодовый, 2 волокна, внешней прокладки, HFFR, -40 С до +70 С	FO-MM-62,5/125-2			м.	1200		

СОГЛАСОВАНО

Начальник службы АСТУ СЭС
- филиала ПАО “МОЭСК”

_____ И.П. Трущенко

_____ 2016 г.

						ФПИ-109/08/15-ИОС1.3.СО			
						Реконструкция с заменой трансформаторов ПС 110/10/6 кВ № 711 "Тополь"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/10/6 кВ №711 "Тополь" АСУ ТП	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Тишкин			12.16		П	3	3
Проверил		Андреев			12.16				
Нач.отд.		Клименко			12.16				
						Спецификация оборудования, изделий и материалов			
Н.контр.		Селиванова			12.16				
ГИП		Соболев			12.16				