



Общество с ограниченной ответственностью «РИМ-РУС ЭНЕРГОСТРОЙ»

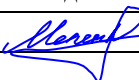
460555, Оренбургская обл, Оренбургский м.р-он, Весенний сельсовет, Беляевское шоссе, д № 19
Почтовый адрес: 460555, Оренбургская область, м.р-н Оренбургский, с.п Весенний сельсовет, п. Весенний, ул. Беляевское шоссе, зд.19, тел. 8 9228105035, e-mail: energostroi@rim-rus.ru
ИНН/КПП 5612162078/563801001 ОГРН 1155658026699, р/счет 40702810515390001750, Филиал «Центральный» Банка ВТБ (ПАО) в г. Москве к/счет 30101810145250000411 БИК 044525411

ООО «Севастопольэнерго»

Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС
«Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

007-24-СТ-ОТР

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-1		10.2024

г. Челябинск
2024 г



Общество с ограниченной ответственностью «РИМ-РУС ЭНЕРГОСТРОЙ»

460555, Оренбургская обл, Оренбургский м.р-он, Весенний сельсовет, Беляевское шоссе, д № 19
Почтовый адрес: 460555, Оренбургская область, м.р-н Оренбургский, с.п Весенний сельсовет, п. Весенний, ул. Беляевское шоссе, зд.19, тел. 8 9228105035, e-mail: energostroi@rim-rus.ru
ИНН/КПП 5612162078/563801001 ОГРН 1155658026699, р/счет 40702810515390001750, Филиал «Центральный» Банка ВТБ (ПАО) в г. Москве к/счет 30101810145250000411 БИК 044525411

ООО «Севастопольэнерго»

Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС
«Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

007-24-СТ-ОТР

Директор

Главный инженер проекта



Сывороткин И.П.

Назыров Р.Ф.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-1		10.2024

г. Челябинск
2024 г



Общество с ограниченной ответственностью

ПК «СИЛА ТОКА»

454084, г. Челябинск, пр. Победы д.160, оф.508 тел.: +7 351 217-70-73

ИНН/КПП 7447260668/744701001 ОГРН 1167456072959

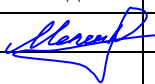
р/с 40702810208000000322 Филиал «Челябинский АО «ОТП Банк», БИК 047501830

ООО «Севастопольэнерго»

Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС
«Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

007-24-СТ-ОТР

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-1		10.2024

г. Челябинск
2024 г



Общество с ограниченной ответственностью

ПК «СИЛА ТОКА»

454084, г. Челябинск, пр. Победы д.160, оф.508 тел.: +7 351 217-70-73

ИНН/КПП 7447260668/744701001 ОГРН 1167456072959

р/с 40702810208000000322 Филиал «Челябинский АО «ОТП Банк», БИК 047501830

ООО «Севастопольэнерго»

Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС
«Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

007-24-СТ-ОТР

Директор

Д.В. Фадеев

Главный инженер проекта

Д.В. Мелентьев

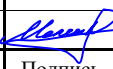
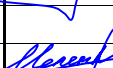
Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-1		10.2024



г. Челябинск
2024 г

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначение	Наименование	Примечание
007-24-СТ-ОТР.С	Содержание тома ОТР	Изм.1(Зам.)
007-24-СТ-ОТР.ТЧ	Текстовая часть	Изм.1(Зам.)
	Графическая часть	
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.1	Схема размещения защит в сети 110 кВ	Изм.1(Зам.)
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.2	ПС 110 кВ ПС-5. Принципиальная электрическая схема	Изм.1(Зам.)
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.3	ПС 110 кВ ПС-5. Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.4	ПС 110 кВ ПС-5. Планы расположения оборудования 110 кВ	
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.5	ПС 110 кВ ПС-5. План размещения оборудования в помещении ОПУ	
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.6	ПС 110 кВ ПС-6. Принципиальная электрическая схема	
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.7	ПС 110 кВ ПС-6. Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	Изм.1(Зам.)
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.8	ПС 110 кВ ПС-6. Планы расположения оборудования 110 кВ	
007-24-СТ-ОТР.ГЧ л.9	ПС 110 кВ ПС-6. План размещения оборудования в помещении ОПУ	
	Приложения	
007-24-СТ-ОТР.П1	Сравнение вариантов реализации замены первичного электротехнического оборудования	Изм.1(Зам.)
007-24-СТ-ОТР.РР1	Выбор и проверка вновь проектируемого и существующего оборудования 110 кВ	
007-24-СТ-ОТР.РР2	Проверочный расчет уставок релейных защит питающих ВЛ 110 кВ	
007-24-СТ-ОТР.РР3	Анализ изменения нагрузки в сети постоянного оперативного тока	
007-24-СТ-ОТР.ТТ1	Технические требования к основному электротехническому оборудованию 110 кВ	
007-24-СТ-ОТР.ТТ2	Технические требования к устройствам релейной защиты	
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Техническое задание на проектирование	

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
1	-	Зам	10-1		10.24	007-24-СТ-ОТР.С
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.		Перевозчи-			09.24	Содержание тома 1
Проверил		Мелентьев			09.24	
Н.контр.		Мелентьев			09.24	
Н. контр.		Курбанга-			09.24	
						Стадия Лист Листов
						ОТР 1 2
						 ООО ПК "Сила тока"

Обозначение	Наименование	Примечание
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Письмо от Заказчика №15265/2-24 от 03.09.2024г. О местах установки проектируемых шкафов защит	
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Письмо от Заказчика №15534/2-24 от 05.09.2024г. О переводе на ШОВ 110 кВ	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Информационное письмо ООО "Релематика" "04-03-02 от 04.03.2022. О минимальном времени до насыщения трансформаторов тока.	
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	Письмо №Р1-61-III-19-546 от 28.02.2019 Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ от величинах токов короткого замыкания	
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	Письмо ООО "Севастопольэнерго" №16942/2-24 от 01.10.2024 "Об основных технических решениях по ПС-5 и ПС-6"	Изм.1(Нов.)

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист	
											2	
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.С	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3	4
0	007-24-СТ-СП1	Состав томов основных технических решений	
1	007-24-СТ-ОТР	Основные технические решения	

Согласовано		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						007-24-СТ-СП1		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Состав томов основных технических решений		
Разраб.		Окунев			09.24			
Проверил		Мелентьев			09.24			
Н. контр.		Буравцева			09.24			
						Стадия	Лист	Листов
						ОТР	1	1
						 ООО ПК "Сила тока"		

Содержание

1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА.....	2
2 ОПИСАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ПОДСТАНЦИИ.....	2
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	4
3.1 Описание параметров подстанции.....	4
3.2 Решения по высоковольтному оборудованию подстанции.....	6
3.3 Решения по релейной защите и автоматике.....	7
3.3.1 Релейная защита и автоматика ВЛ 110 кВ.....	7
3.3.2 Управление на ПС 110 кВ ПС-5.....	9
3.3.3 Управление на ПС 110 кВ ПС-6.....	9
3.3.4 Центральная сигнализация.	9
3.3.5 Решения размещению устройств РЗА.	9
3.4 Регистрация аварийных событий	10
3.5 Решения по системе оперативного постоянного тока.....	10
3.6 Организация питания устройств РЗА оперативным переменным.....	10
3.7 Технические решения в части ССПИ, ТМ	10
3.7.1 Передача информации на верхний уровень.....	10
3.7.2 Подключение телеизмерений, телесигнализации, телеуправления	10
3.8 Кабельное хозяйство	12
3.9 Мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости	13
4 СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ И НТД.....	14

Согласовано		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	Все	Зам	10-1		09.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Перевозчиков			09.24
Проверил		Мелентьев			09.24
Н.контроль		Буравцева			09.24
Рук.пр.		Мелентьев			09.24

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Основные технические решения

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

ОТР	1	18
-----	---	----



ООО ПК
"Сила тока"

1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА

Исходными данными для разработки документации являются:

- Техническое задание на проектирование объектов ООО «Севастопольэнерго» по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

2 ОПИСАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ПОДСТАНЦИИ

Реконструируемые подстанции и расположены на территории г. Севастополя. ПС 110 кВ ПС-6 по адресу улица Загородная Балка, 20, ПС 110 кВ ПС-5 по адресу улица Читинская улица, 2.

Климат района изысканий, согласно схематической карте (ГОСТ 16350-80), относится к умеренно континентальному, с чертами средиземноморского, с жарким летом и без явно выраженного сухого сезона. Зона размещения - макроклиматический район с умеренным климатом - У (N) по ГОСТ 15150-69.

Нормативная глубина сезонного промерзания для покровных отложений 0,0 м.

Краткие климатические характеристики района строительства в соответствии с СП 131.13330.2020 «Свод правил. Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»

Температура наружного воздуха:

- среднегодовая (таблица 1) плюс 12,4°C;
- абсолютная максимальная (таблица 4.1) плюс 38°C;
- средняя максимальная наиболее жаркого месяца (таблица 4.1) плюс 27,7°C;
- среднемесячная наиболее жаркого месяца (таблица 5.1) плюс 22,4°C;
- абсолютная минимальная (таблица 3.1) минус 22°C;
- наиболее холодной пятидневки обеспеченностью:
 - 0,98 минус 9°C;
 - 0,92 минус 7°C;
- средняя минимальная наиболее холодного месяца (таблица 3.1) плюс 6,1°C;
- среднемесячная наиболее холодного месяца (таблица 5.1) плюс 3,1°C.

Барометрическое давление -1010 гПа.

Средняя месячная относительная влажность воздуха:

- наиболее холодного месяца - 80%
- наиболее теплого месяца -69%

Согласно СП 14.13330.2018 с комплектом карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации – карта «А» ОСП-2015 MSK-64 и списка населённых пунктов, расположенных в сейсмических районах для СП 14.13330.2014, участок работ относится к сейсмическому району с фоновой сейсмичностью 8 баллов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.ТЧ	Лист
							2

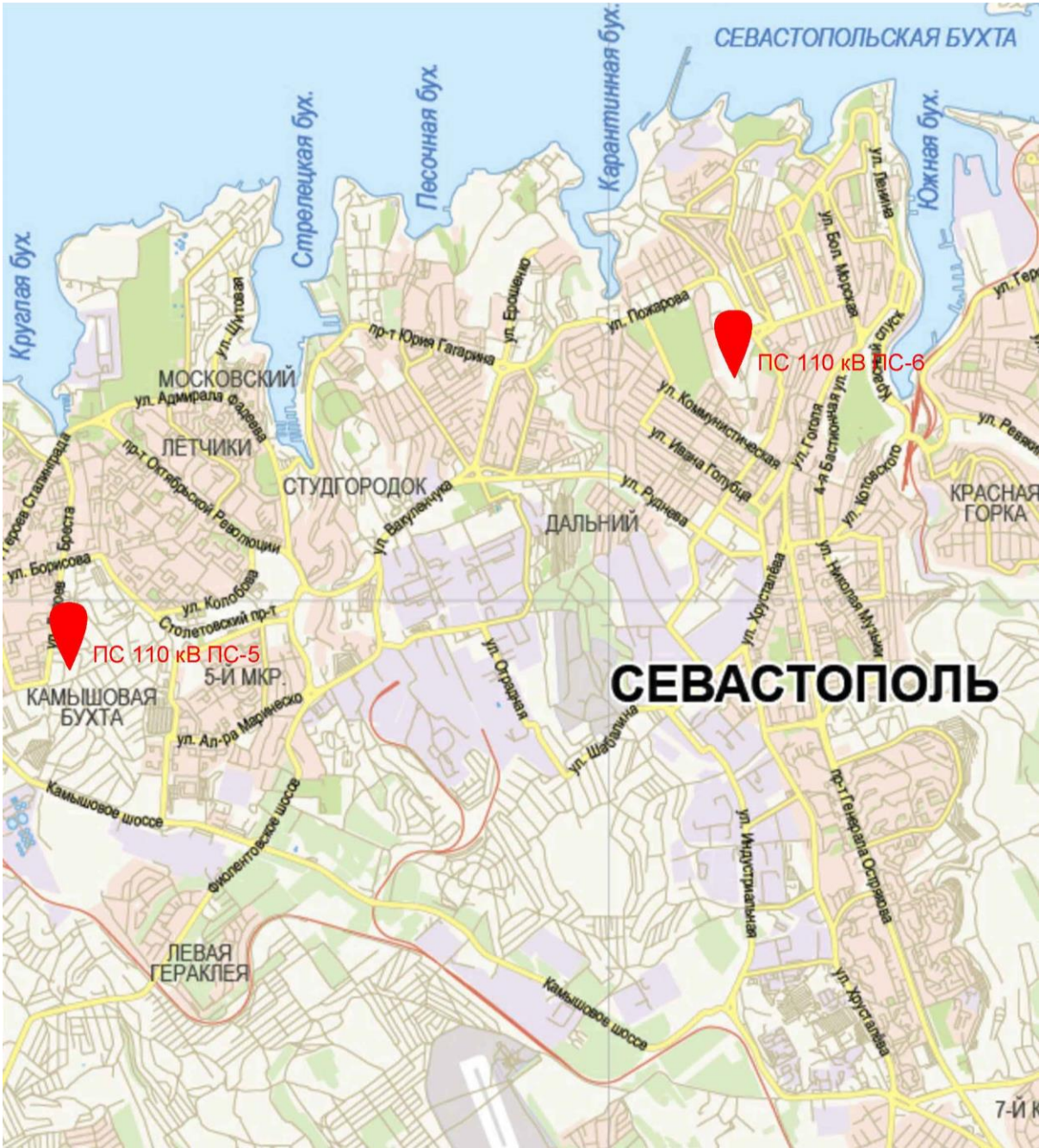


Рисунок 1 - Обзорная карта-схема

Согласовано				
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 Описание параметров подстанции

По своему функциональному назначению существующие ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 являются объектами производственного назначения, осуществляющими прием, преобразование, распределение, передачу электроэнергии и представляют собой совокупность силового, коммутационного, измерительного оборудования, объединенного электрической схемой.

Согласно пункту 14 статьи 48.1 Градостроительного кодекса строительства Российской Федерации ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 не относятся к особо опасным, технически сложным и уникальным объектам.

Технические решения по данному проекту реализуются в один этап без выделения пусковых комплексов.

Таблица 1-Общие сведения об объекте ПС 110 кВ ПС-5

1	Диспетчерское наименование	ПС 110 кВ ПС-5		
2	Номинальные напряжения, кВ	110/35/6 кВ		
3	Месторасположение объекта	г. Севастополь		
4	Форма организации круглосуточного оперативного обслуживания	С постоянным дежурным персоналом		
5	Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	ОРУ 110 кВ: ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега; ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5. ОРУ 35 кВ: 1 ЛЭП; ЗРУ 6 кВ: 54 ЛЭП.		
6	Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ 110 кВ – открытое распределительное устройство; РУ 35 кВ - открытое распределительное устройство; РУ 6 кВ – закрытое распределительное устройство		
7	Тип схемы каждого РУ	ОРУ 110 кВ – типовая схема №110-13Н "Две рабочие и обходная система шин". ЗРУ 6 кВ – схема № 6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».		
8	Количество и мощность силовых (авто)трансформаторов	Т-1 110/6/6 кВ – ТРДН-25000/110-66; Т-2 110/6/6 кВ – ТРДН-25000/110-66; Т-3 110/35/6кВ – ТРДН-16000/110-66.		
9	Режим нейтрали силовых трансформаторов	ЗОН 110 кВ Т1(Т2,Т3) разомкнуты		
10	Система собственных нужд	Источники питания ТСН 6 кВ: ТСН-1 типа ТМ-400/6,3-0,4; ТСН-2 типа ТМ-400/6,3-0,4.		
11	Оперативный ток	Система оперативного постоянного тока (СОПТ). Аккумуляторная батарея типа Sonnenschein А706/210, емкость 210 Ач, время автономной работы 2 часа.		
12	Подведомственность электросетевого оборудования	Центры диспетчерского и оперативно-технологического управления	Наличие оборудования в ведении	Наличие оборудования в управлении
		ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ	•	-
		ОДС ООО «Севастопольэнерго»	-	•

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

4

Таблица 2-Общие сведения об объекте ПС 110 кВ ПС-6

1 Диспетчерское наименование	ПС 110 кВ ПС-6		
2 Номинальные напряжения, кВ	110/6 кВ		
3 Месторасположение объекта	г. Севастополь		
4 Форма организации круглосуточного оперативного обслуживания	С постоянным дежурным персоналом		
5 Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	ОРУ 110 кВ: 2 ЛЭП; ЗРУ 6 кВ: 35 ЛЭП.		
6 7 Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ОРУ 110 кВ – не типовая схема "Мостик с выключателями в цепях трансформаторов" с отделителями вместо выключателей в цепях трансформаторов и без ремонтной перемычки. ЗРУ 6 кВ — схема № 6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».		
7 Количество и мощность силовых (авто)трансформаторов	Т-1 110/6/6 кВ – ТРДН-40000/110-66; Т-2 110/6/6 кВ – ТРДН-40000/110-66.		
8 Режим нейтрали силовых трансформаторов	ЗОН 110 кВ Т1(Т2) разомкнуты		
9 Система собственных нужд	Источники питания ТСН 6 кВ: ТСН-1 типа ТМ 11-100-10-6-0,4; ТСН-2 типа ТМ 11-100-10-6-0,4. см. приложение Б		
10 Оперативный ток	Система оперативного постоянного тока (СОПТ). Аккумуляторная батарея типа Sonnenschein А706/210, емкость 210 Ач, время автономной работы 2 часа.		
11 Подведомственность электросетевого обслуживания	Центры диспетчерского и оперативно-технологического управления	Наличие оборудования в ведении	Наличие оборудования в управлении
	ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ	•	-
	ОДС ООО «Севастопольэнерго»	-	•

Принципиальная электрическая схема ПС 110 кВ ПС-5 представлена на чертеже 007-24-ОТР.ГЧ л.2. Принципиальная электрическая схема ПС 110 кВ ПС-6 представлена на чертеже 007-24-ОТР.ГЧ л.6.

Токи КЗ стороны 110 кВ на шинах ПС 110 кВ ПС-5 и ПС110 кВ ПС-6 для существующей конфигурации сети представлены в Таблице 3 приняты согласно Приложению Д по следующим причинам:

- отсутствие в задании на проектирование требований о проведении расчетов токов короткого замыкания с использованием расчетных моделей, сформированных на основании перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или их фрагментов, полученных от АО «СО ЕЭС» на планируемый год ввода объекта в эксплуатацию (окончания реконструкции) (при наличии этапности - год завершения каждого этапа) и на Расчетный период;

- наличие требований координации с проектными решениям по титулам «Подстанция «Капитанская» 110/10/6 кВ с заходами», «Строительство сетевого комплекса ПС-330/110кВ «Нахимовская» в районе между ПС-330 кВ «Севастополь» и заводом ЖБИ (Чернореченская, 129) с подключением линии электропередачи 330кВ к ТЭС-330 кВ «Балаклавская», «Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ с подключением её отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-4 левая и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-6 - ПС-11 с заменой провода на участках, образуемых ВЛ 110 кВ», а также периодов реализации вышеуказанных титулов (реализация данного проекта предусматривается до реализации вышеуказанных титулов).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

5

Таблица 3-Значения токов короткого замыкания в максимальном режиме на шинах ПС 110 кВ ПС-6 и ПС при питании со стороны ПС 110 кВ ПС-5

Место КЗ		$I_{\text{макс, А}}$ $r+jx$	$3I_{0\text{макс, А}}$ $r+jx$	$I_{\text{мин, А}}$ $r+jx$	$3I_{0\text{мин, А}}$ $r+jx$
ПС 110 кВ ПС-6	Шины 110 кВ	$\frac{4434}{6,406+j13,823}$	$\frac{2969}{11,807+j36,019}$	$\frac{3887}{6,436+j16,476}$	$\frac{2801}{11,803+j36,428}$
ПС 110 кВ ПС-6	1С 110 кВ	$\frac{6784}{3,68,9+j9,245}$	$\frac{4834}{6,819+j20,941}$	$\frac{5078}{4,104+j12,896}$	$\frac{4027}{7,299-j 23,002}$
	2С 110 кВ	$\frac{3734}{7,948+j16,451}$	$\frac{2458}{14,681+j44,067}$	$\frac{3351}{7,948+j18,904}$	$\frac{2349}{14,677+j44,476}$

3.2 Решения по высоковольтному оборудованию подстанции

Так как в результате проверки существующих ТТ-110 кВ (см. приложение 007-24-СТ-ОТР.РР1) выявлено, что они не соответствуют требованиям действующих ГОСТ, рассматриваются три варианта замены первичного оборудования. Подробная информация представлена в приложении 007-24-СТ-ОТР.П1. Технические требования к оборудованию представлены в приложении 007-24-СТ-ОТР.ТТ1. Класс точности обмотки для измерения ТТ 110 кВ принят 0,5S в соответствии с требованиями п. 78 Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утвержденных приказом Минэнерго РФ от 15.01.2024 № 6.

По результату анализа рынка к установке принято следующее оборудование по каждому из рассматриваемых вариантов:

Вариант 1 – Встраиваемые трансформаторы тока ТВ-ЭК-М1-У2. Габаритные размеры существующих ТВ 110/20 - 600/5 - внутренний диаметр 340 мм, наружный диаметр 540 мм, высота 165 мм - 340х540х165. Габариты выбранных трансформаторов тока ТВ-ЭК-М1-У2 составляют 340х540х80, что позволяет гарантированно произвести установку на 1 ввод совместно двух старых ТТ - три новых ТТ. 80х3=240 мм <330 мм.

Вариант 2 – Выключатель элегазовый баковый трехполюсного исполнения, Уном=110 кВ, Iном=2500 А, Iоткл=40 кА, привод пружинный в комплекте с встроенными трансформаторами тока 110 кВ, установленными по обе стороны полюса выключателя. Более подробные параметры представлены на 007-24-СТ-ОТР.ГЧ листы 2 и 6. Выбрана типовая версия комплектования ТТ, удовлетворяющих нашим задачам.

Вариант 3 – Замена существующего выключателя МКП-110М-630-20У на элегазовый выключатель 110 кВ колонкового типа с отдельно стоящими трансформаторами тока 110 кВ (компл. №1 по 6 шт. для ПС 110 кВ ПС-6 и 3 шт для ПС 110 кВ ПС-5), устанавливаемые блоком на единую опорную металлоконструкцию высотой 2800мм.

Выключатель 110 кВ элегазовый колонкового типа, трехполюсного исполнения, Уном=110 кВ, Iном=2500 А, Iоткл=40 кА, привод пружинный и Трансформатор тока однофазный Ун=110 кВ, Iтерм.= 40кА. Более подробные параметры представлены на 007-24-СТ-ОТР.ГЧ листы 2 и 6.

Вариант 4 для ПС 110 кВ ПС-5 – замена существующего выключателя МКП-110М-630-20У на элегазовый выключатель 110 кВ колонкового типа с отдельно стоящими трансформаторами тока 110 кВ (компл. №1 по 3шт.) устанавливаемые блоком на единую опорную металлоконструкцию, высотой 2800мм, а также элегазовыми трансформаторами тока 110кВ (компл. №2 по 3 шт.) устанавливаемыми блоком на единую опорную металлоконструкцию высотой 3600мм.

Выключатель 110 кВ элегазовый колонкового типа, трехполюсного исполнения, Уном=110 кВ, Iном=2500 А, Iоткл=40 кА, привод пружинный и Трансформатор тока однофазный, Ун=110 кВ, Iтерм.= 40кА. Более подробные параметры представлены на 007-24-СТ-ОТР.ГЧ листы 2 и 6.

Выбран вариант №4 для ПС 110 кВ ПС-5 и вариант №3 для ПС 110 кВ ПС-6 (см. Приложение Е). Выбор варианта может быть изменен в проектной документации.

При снижении давления элегаза внутри применяемых высоковольтных элегазовых трансформаторов тока и выключателей не требуется их автоматическое отключение.

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

При срабатывании датчиков снижения давления (плотности) элегаза в измерительных трансформаторах тока реализована предупредительная и аварийная сигнализация. При срабатывании датчиков снижения давления (плотности) элегаза в высоковольтных элегазовых выключателях реализована предупредительная сигнализация и аварийная сигнализация с автоматической блокировкой управлением выключателем, запрещающей операции включения и отключения выключателем.

С учетом выбранных вариантов решения по изменению молниезащите не требуются. Решения по подключению нового оборудования к существующему контуру заземления будут представлены в проектной документации.

3.3 Решения по релейной защите и автоматике

3.3.1 Релейная защита и автоматика ВЛ 110 кВ

Схема размещения защит в сети представлена на чертеже 007-24-СТ-ОТР.ГЧ л. 1

Схемы размещения устройств релейной защиты по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения представлены на чертежах 007-24-СТ-ОТР.ГЧ л. 3 и 7.

Необходимые проверки ТТ и ТН 110 кВ представлены в приложении 007-24-СТ-ОТР.РР1 на л.1.2...1.4.

В соответствии с п.3.1 технического задания на проектирование по титулу «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6», выполняется замена существующих устаревших устройств РЗА на электромеханической элементной базе на микропроцессорные устройства.

С учетом того, что при реконструкциях на смежных объектах: ПС 110 кВ ПС-11, ПС 110 кВ ПС-17 принято оборудование РЗА производства ООО «Релематика» г. Чебоксары, а также наилучшего ценового предложения, по данному титулу с целью унификации оборудования, снижения затрат на обучение персонала к установке для РЗА ВЛ 110 кВ рекомендуется принять продукцию ООО «Релематика» г. Чебоксары или аналог.

Применяемые МП терминалы обеспечивают свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц, а также правильную работу при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока.

Согласно ТЗ, а также в соответствии с приказом Минэнерго России №101 от 13.02.2019 при реконструкции устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-5 для ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега, на ПС 110 кВ ПС-6 для ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 и ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега предусматривается установка двух комплектов ступенчатых защит (КСЗ) для каждой ВЛ 110 кВ.

В комплекты ступенчатых защит входит:

- междуфазная токовая отсечка,
- трехступенчатая дистанционная направленная защита от междуфазных КЗ,
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности от

коротких замыканий на землю.

Дистанционная защита (ДЗ) должна иметь:

- независимое регулирование параметров срабатывания каждого измерительного органа и его выдержки времени;

- устройство блокировки при неисправности цепей напряжения;

- блокировку при качаниях;

- функцию автоматического и оперативного ускорения ступени ДЗ.

Для действия при междуфазных КЗ дистанционная защита дополняется междуфазной токовой отсечкой (МФТО).

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) должна иметь:

- возможность автоматического вывода направленности ТНЗНП;

- функцию автоматического и оперативного ускорения и выбора ускоряемых ступеней.

В шкафах защит линий 110 кВ необходимо предусматривать защиту первичной обмотки ТН с возможностью ввода/вывода оперативным ключом и блок определения места повреждения

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

(ОМП), использование отдельных устройств ОМП не предусмотрено, т.к. длина ВЛ 110 кВ не превышает 20 км.

Для обеспечения требований ближнего резервирования и надежности работы устройств релейной защиты предусматривается:

- разделение питания основной и резервной защит по цепям оперативного постоянного тока;
- питание основной и резервной защит от разных обмоток трансформаторов тока;
- предусматривается воздействие защит на два электромагнита отключения В-110 кВ.
- цепи отключения от защит до электромагнитов должны по возможности проходить по разным трассам.

На ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега и ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 предусматривается устройство трехфазного АПВ однократного или двукратного действия с возможностью выбора алгоритмов АПВ в любом их сочетании:

- АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия напряжения на шинах;
- АПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии;
- АПВ с контролем симметрии напряжений и наличия синхронизма;
- АПВ без элементов контроля («слепое» АПВ).

Для ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега на ПС 110 кВ ПС-5 реализация функции АПВ и УРОВ предусматриваются в терминале автоматики управления выключателем (АУВ) ВЛ 110 кВ. Для ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега и ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 реализация функции АПВ предусматривается в терминале АУВ СВ 110 кВ. УРОВ пускается от защит линий.

Устройство резервирования отказа выключателя должно иметь:

- трехфазный пуск;
- контроль наличия тока;
- повторное отключение поврежденного выключателя («действие на себя») без выдержки времени;
- сброс выдержки времени по факту исчезновения тока;
- **подхват срабатывания защит от реле тока УРОВ.**

Посредством комплекта АУВ предусмотрен контроль давления элегаза во всём вновь устанавливаемом элегазовом оборудовании. При срабатывании датчиков снижения давления (плотности) элегаза в измерительных трансформаторах должна быть выполнена предупредительная и/или аварийная сигнализация. При срабатывании датчиков снижения давления (плотности) элегаза в высоковольтных элегазовых выключателях выполнена предупредительная сигнализация и автоматическая блокировка управлением выключателем, запрещающая операции включения и отключения выключателем.

Перечень всех необходимых устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-5 представлен в таблице 4.

Таблица 4-Состав и объем устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-5

Наименование	Количество МП тер-миналов в шкафу	Количество шкафов
Устройства РЗА ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега		
Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ. 1 комплект	1	1
Шкаф КСЗ и АУВ с функциями УРОВ и ТАПВ. 2 комплект	1	1

Перечень всех необходимых устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-6 представлен в таблице 5.

Таблица 5-Состав и объем устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-6

Наименование	Количество МП тер-миналов в шкафу	Количество шкафов
Устройства РЗА ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега		
Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ. 1 комплект	1	1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.ТЧ	Лист 8

Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ. 2 комплект	1	1
Устройства РЗА ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11		
Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ. 1 комплект	1	1
Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ. 2 комплект	1	1
СВ 110 кВ		
Шкаф АУВ с функциями УРОВ и ТАПВ	1	1

3.3.2 Управление на ПС 110 кВ ПС-5

Управления выключателем ВЛ 110 кВ предусмотрено с существующего щита управления с мнемосхемой в ОПУ (панель №5У). На щите используется существующий ключ управления и предусматривается новый ключ выбора режима управления. Предусматривается замена существующих стрелочных измерительных приборов ВЛ 110 кВ на новые. Любое действие на выключатель (включение или отключение) должны авторизованно фиксироваться автоматикой выключателя.

3.3.3 Управление на ПС 110 кВ ПС-6

Управления выключателем СВ 110 кВ предусмотрено с существующего щита управления с мнемосхемой в ОПУ (панель №18У). На щите используется существующий ключ управления и предусматривается новый ключ выбора режима управления. Предусматривается замена существующего стрелочного измерительного прибора СВ 110 кВ на новый. Любое действие на выключатель (включение или отключение) должны авторизованно фиксироваться автоматикой выключателя.

3.3.4 Центральная сигнализация.

На ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС-6 вновь устанавливаемые шкафы защит подключаются к цепям существующей центральной сигнализации.

3.3.5 Решения размещению устройств РЗА.

Устройства РЗА на ПС 110 кВ ПС-5 расположены в помещении ОПУ:

Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 1 комплект – №10.

Шкаф КСЗ и АУВ с функциями УРОВ и ТАПВ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 2 комплект – №11.

Шкафы №10 и №11 - напольные двухстороннего обслуживания, габаритами с учетом высоты косяка 200 мм (ВхШхГ), мм - 2200х800х600. Типового исполнения, производства ООО "Релематика" на базе терминалов типа TOP-300 или аналог.

На ОРУ 110 кВ предусматривается установка следующих шкафов вторичной коммутации:

Шкаф зажимов трансформаторов тока (ШЗТТ) – 2 шт;

Данный шкаф нетипового исполнения, изготавливается по ЗЗИ (разрабатывается на этапе ПД). План расположения оборудования здании см. 007-24-СТ-ОТР.ГЧ л. 5.

Устройства РЗА на ПС 110 кВ ПС-6 расположены в помещении ОПУ:

Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11. 1 комплект – №21.

Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11. 2 комплект – №22.

Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 1 комплект – №24.

Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 2 комплект – №25.

Шкаф АУВ СВ 110 кВ - №23

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

9

Шкафы №21... №25 - напольные двухстороннего обслуживания, габаритами с учетом высоты цоколя 200 мм (ВхШхГ), мм - 2200х800х600. Типового исполнения, производства ООО "Релематика" на базе терминалов типа TOP-300 или аналог.

На ОРУ 110 кВ предусматривается установка следующих шкафов вторичной коммутации: Шкаф зажимов трансформаторов тока (ШЗТТ) – 2 шт;
Данный шкаф нетипового исполнения, изготавливается по ЗЗИ (разрабатывается на этапе ПД).

План расположения оборудования здания см. 007-24-СТ-ОТР.ГЧ л. 9.

3.4 Регистрация аварийных событий

На ПС 110 кВ ПС-6 установка автономного РАС не требуется. Согласно ГОСТ 58601-2019 автономные РАС не устанавливаются на объектах электроэнергетики, присоединенных к энергосистеме по ЛЭП классом напряжения 110 кВ с односторонним питанием. Питание ПС 110 кВ ПС-6 только с одной стороны ограничено режимно.

Согласно ГОСТ 58601-2019 на ПС 110 кВ ПС-5 требуется установка автономного РАС, установка РАС будет произведена по отдельному титулу «Установка регистратора аварийных событий на ПС-5» (2026 год). В рамках данного проекта предусматривается выполнение регистрации аварийных событий (РАС) элементов 110 кВ с использованием функции осциллографирования и регистрации аварийных событий в МП терминалах.

3.5 Решения по системе оперативного постоянного тока.

Питание вновь устанавливаемых микропроцессорных терминалов, электромагнитов включения и отключения вновь устанавливаемого элегазового выключателя предусматривается от существующей системы постоянного оперативного тока. Емкости существующей АБ батареи достаточно (см. приложение 007-24-СТ-ОТР.РРЗ). Аппараты защиты нижнего уровня - автоматические выключатели устанавливаются шкафах РЗА. Типы и характеристики автоматических выключателей уточняются на стадии выполнения рабочей документации.

3.6 Организация питания устройств РЗА оперативным переменным

Освещение и сервисные нужды устанавливаемых шкафов устройств РЗА по данному титулу предусматривается в помещении ОПУ на ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 от существующих ЩСН-0,4 кВ.

3.7 Технические решения в части ССПИ, ТМ

3.7.1 Передача информации на верхний уровень

Передача информации смежным субъектам с ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 на сегодняшний день реализована следующим образом:

- ДП ЦУС ООО «Севастопольэнерго», основной канал передачи данных ССПИ (телеметрии), 64 кбит/с, IEC 60870-5-101, VPN канал связи через оператора связи;
- ДП ЦУС ООО «Севастопольэнерго», резервный канал передачи данных ССПИ (телеметрии), 64 кбит/с, IEC 60870-5-101, 3G связи через оператора связи;

На ДП Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ информация передается путем ретрансляции из ОИК ДП ЦУС ООО «Севастопольэнерго».

3.7.2 Подключение телеизмерений, телесигнализации, телеуправления

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

10

Телеуправление выключателем 110 кВ реализуется путем подключения выходных реле существующего КПМ КСУ к соответствующим дискретными входам терминала АУВ В 110 кВ, устанавливаемым на подстанциях по данному проекту. Выбор режима управления реализуется дополнительным переключателем, исключающим одновременное управление с двух мест.

Съем сигналов АПТС возможен с терминалов РЗА по интерфейсу RS-485 в протоколе IEC 60870-5-103.

Для телеизмерения электрических величин предусматриваются многофункциональные измерительные преобразователи (МИП), одновременно и взамен существующих датчиков телемеханики и взамен щитовых приборов. Передача данных возможна по интерфейсу RS-485 в протоколе IEC 60870-5-101. МИП должен быть сертифицированы как средство измерения и внесен в Госреестр СИ, иметь класс точности не хуже 0,2 и подключаться напрямую к обмоткам измерительных трансформаторов с классом точности 0,5. Нормы погрешности измерений электрических параметров, выполняемых средствами ПТК, соответствуют нормам погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций согласно РД 34.11.321.

В связи с отсутствием резервных дискретных входных сигналов в существующем КПМ КСУ, отсутствием решений по информационной безопасности передача сигналов АПТС с терминалов РЗА и ТИ с проектируемых МИП и в цифровой форме должна быть реализована в рамках программы «Модернизация и расширение систем сбора и передачи информации на подстанциях 35-110 кВ», в соответствии с которой на ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 запланирована модернизации оборудования ТМ, организация шифрования каналов связи со стороны ПС в направлении ОИК и обеспечение ретрансляции данных от установленных на ПС систем ТМ в существующий и новый ОИК ООО «Севастопольэнерго».

Перечень входных сигналов АПТС согласно СТО 56947007-29.130.01.092-2011 представлен в Таблице 6, окончательные перечни сигналов согласовываются на этапе реализации решений по программе модернизации.

Таблица 6- Перечень входных сигналов АПТС

№п/п	Присоединениеили № ячейки	Название сигнала	Новый или существующий сигнал	ДП ЦУС ООО «Севастополь-энерго»	ДП Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ
ПС 110 кВ ПС-5					
1.	КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 1 комплект	Срабатывание	новый	передача	ретрансляция
2.		Неисправность	новый	передача	
3.	КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега.	Срабатывание	новый	передача	ретрансляция
4.		Неисправность	новый	передача	
5.	АУВ МВ 110 ПС-6	Неисправность МВ 110 ПС-6. Обобщенный	новый		ретрансляция
ПС 110 кВ ПС-6					
1.	КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11. 1 комплект	Срабатывание	новый	передача	ретрансляция
2.		Неисправность	новый	передача	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.ТЧ	Лист
							11

№п/п	Присоединениеили № ячейки	Название сигнала	Новый или существующий сигнал	ДП ЦУС ООО «Севастополь-энерго»	ДП Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ
3.	КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11. 2 комплект	Срабатывание	новый	передача	ретрансляция
4.		Неисправность	новый	передача	
5.	КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 1 комплект	Срабатывание	новый	передача	ретрансляция
6.		Неисправность	новый	передача	
7.	КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 2 комплект	Срабатывание	новый	передача	ретрансляция
8.		Неисправность	новый	передача	
9.	АУВ СМВ 110	Неисправность СМВ 110. Обобщенный	новый	передача	ретрансляция

3.8 Кабельное хозяйство

Кабельное хозяйство на подстанции представляет собой совокупность кабельных линий различных классов напряжения, линий связи и коммуникаций, линий вторичных цепей, а также кабельных сооружений и устройств, обеспечивающих условия их нормальной эксплуатации.

Контрольные кабели - экранированные, так же с ПВХ изоляцией, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением.

Силовые кабели до 1000 В – экранированные (только для системы постоянного оперативного тока), так же с ПВХ изоляцией, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением.

В здании подстанции контрольные и силовые кабели менее 1000В прокладываются по кабельным конструкциям, по кабельным каналам.

На ПС 110 кВ ПС-5 трассы пройдут в существующих заглубленных и подземных кабельных каналах.

На ПС 110 кВ ПС-6 аналогичная ситуация, но необходимо при прокладке новых контрольных кабелей исключить их совместную прокладку с силовыми кабелями 6 кВ, изменив конфигурацию трассы и полнив ее наземными железобетонными лотками.

Во всех кабельных сооружениях предусмотрен запас емкости для дополнительной прокладки кабелей порядка 15% от количества, предусмотренного на расчетный период ввода подстанции в эксплуатацию.

Кабели укладываются с запасом по длине в 1-2 %, достаточным для компенсации температурных деформаций кабелей и конструкций, а также возможных смещений почвы. Укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается.

В соответствии с "Правилами пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО "Россети" СТО 34.01-27.1-001-2014 (ВППБ 27-14) должны быть выполнены следующие мероприятия:

- огнестойкие проходки при проходе кабелей через стены и фундаменты;
- противопожарные пояса в местах разветвления кабельных лотков, а также через каждые 50 м трассы;
- применение силовых и контрольных кабелей с изоляцией, не распространяющей горение при одиночной и групповой прокладке - нг(А)-LS;

Предел огнестойкости огнезащитных материалов принимается не менее REI45.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

12

3.9 Мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости

Внедрение современной микропроцессорной (МП) аппаратуры в электроэнергетике позволяет достигать лучших технических и экономических показателей за счет высокой функциональности таких устройств, простоты и гибкости настройки систем РЗА, АСУ ТП, АСКУЭ и связи. При внедрении МП аппаратуры следует учитывать, что энергообъекты являются источниками сильных электромагнитных полей и помех.

Мероприятия по электромагнитной совместимости будут разработаны на этапе проектной документации.

Все мероприятия выполняются с учетом СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства».

Согласовано							007-24-СТ-ОТР.ТЧ	Лист 13
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

4 СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ И НТД

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
2. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
3. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
4. Федеральный закон от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».
5. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
6. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
8. Правила устройства электроустановок (седьмое издание).
9. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Утверждены приказом Минэнерго России от 12 августа 2022 года N 811.
12. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. / Минтруда России, 2013.
13. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утверждённые приказом Минэнерго РФ от 15.01.2024 № 6
14. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утверждённые приказом Минэнерго РФ от 06.12.2022 № 1286.
15. Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утверждённые приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548.
16. Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию, утверждённые приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.
17. Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 101.
18. Требования к релейной защите и автоматике различных видов и её функционированию в составе энергосистемы, утверждённые приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546.
19. Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.
20. СНиП 3.05.06-85. Электротехнические устройства.
21. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях. / Минздравмедпром России, 2003.
22. ТИ 34-70-070-87 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. / Главное научно-техническое Управление энергетики и электрификации Минэнерго СССР.
23. Методические указания по применению ограничителей перенапряжения в электрических сетях 110-750 кВ. / РАО "ЕЭС России", 1999.
24. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. / Минэнерго России, 2006.
25. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. / Минэнерго СССР, 2006.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

14

26. ГОСТ 9920-89 (СТ СЭВ 6465-88, МЭК 815-86, МЭК 694-80) Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции. / Госстандарт СССР, 1997.
27. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».
28. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. / МГС, 1994.
29. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. / Росстандарт, 2007.
30. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. / Госстандарт России, 2006.
31. ГОСТ Р 59384-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования».
32. ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования».
33. ГОСТ Р 59233-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования».
34. ГОСТ Р 59234-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования».
35. ГОСТ Р 59371-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования».
36. ГОСТ Р 59372-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования».
37. ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация».
38. ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования».
39. ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования».
40. ГОСТ Р 59364-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования».
41. ГОСТ Р 59365-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

15

42. ГОСТ Р 59366-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования».
43. ГОСТ Р 59947-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления».
44. ГОСТ Р 59948-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики».
45. ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».
46. ГОСТ Р 71403-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования».
47. ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчёты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования».
48. ГОСТ Р 58983-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей с высшим классом напряжения 110 кВ и выше. Функциональные требования».
49. ГОСТ Р 58887-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110 – 220 кВ. Функциональные требования».
50. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования».
51. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие графические требования».
52. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
53. НПБ 249-97. Светильники. Требования пожарной безопасности. Методы испытаний. / ГУГПС МЧС России, 1997.
54. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. / Минрегион России, 2011.
55. СП 6.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности. / МЧС России, 2013.
56. СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80*. / Минрегион России, 2011.
57. СП 132.13330.2011 Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования. / Минрегион России, 2011.
58. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). / ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
59. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. / ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.
60. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. / ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТЧ

Лист

16

61. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. / ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
62. СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. / ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
63. СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов. / ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

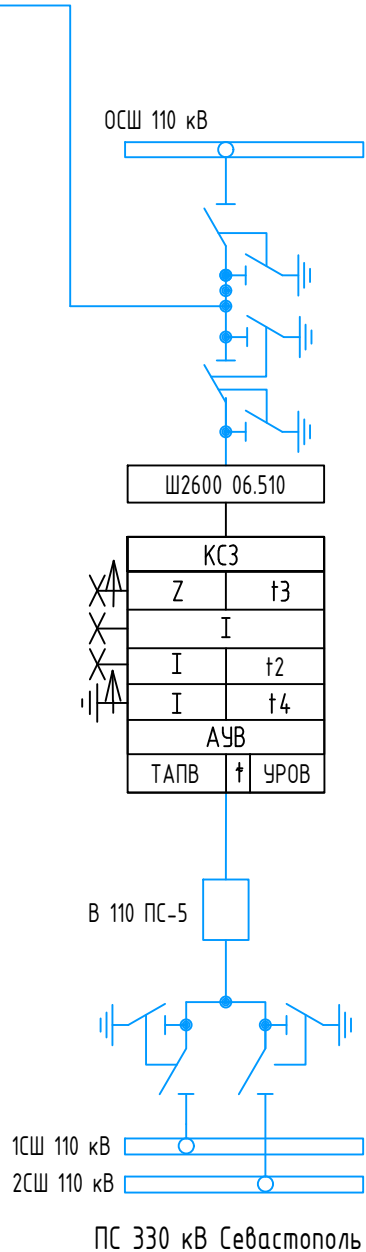
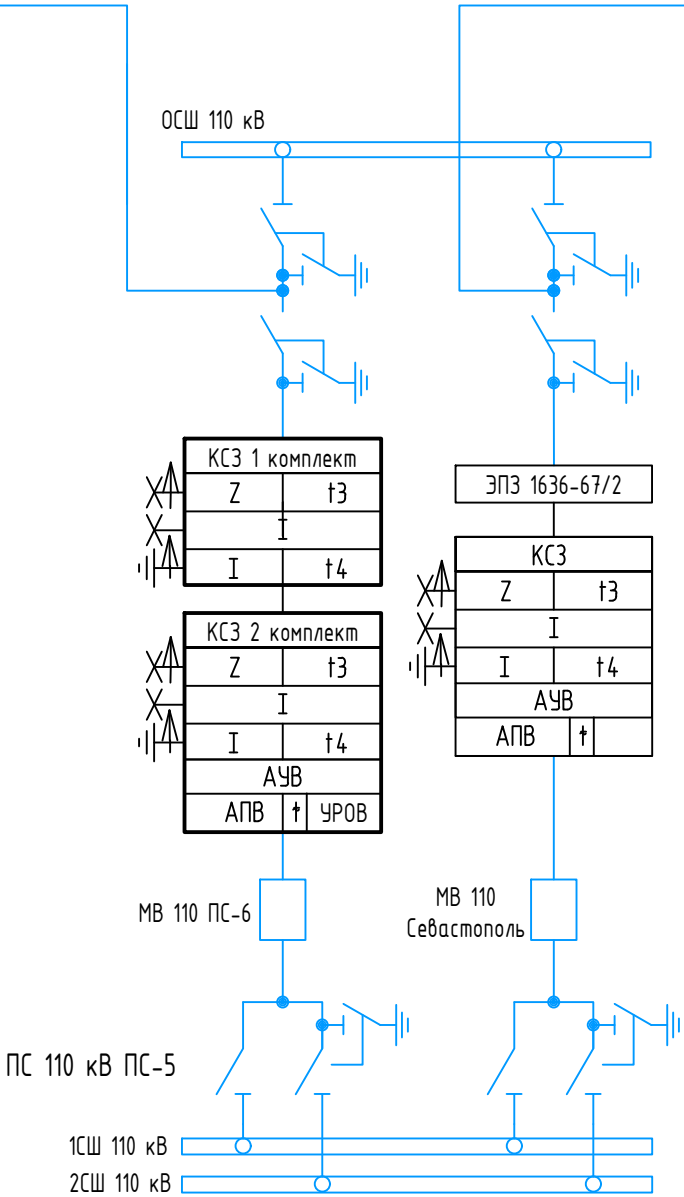
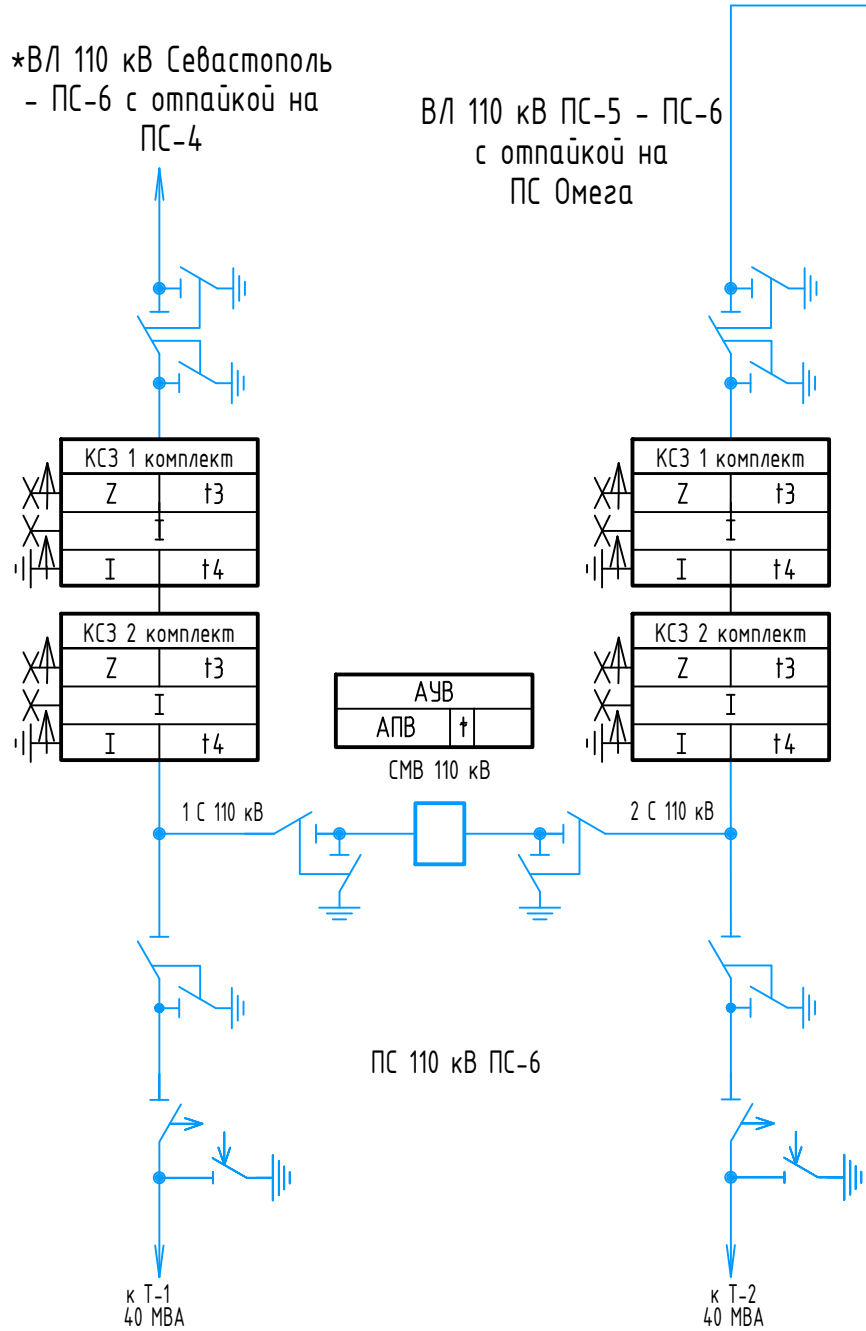
Согласовано							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.ТЧ	Лист
														17
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №												

Лист регистрации изменений

[illegible]

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

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



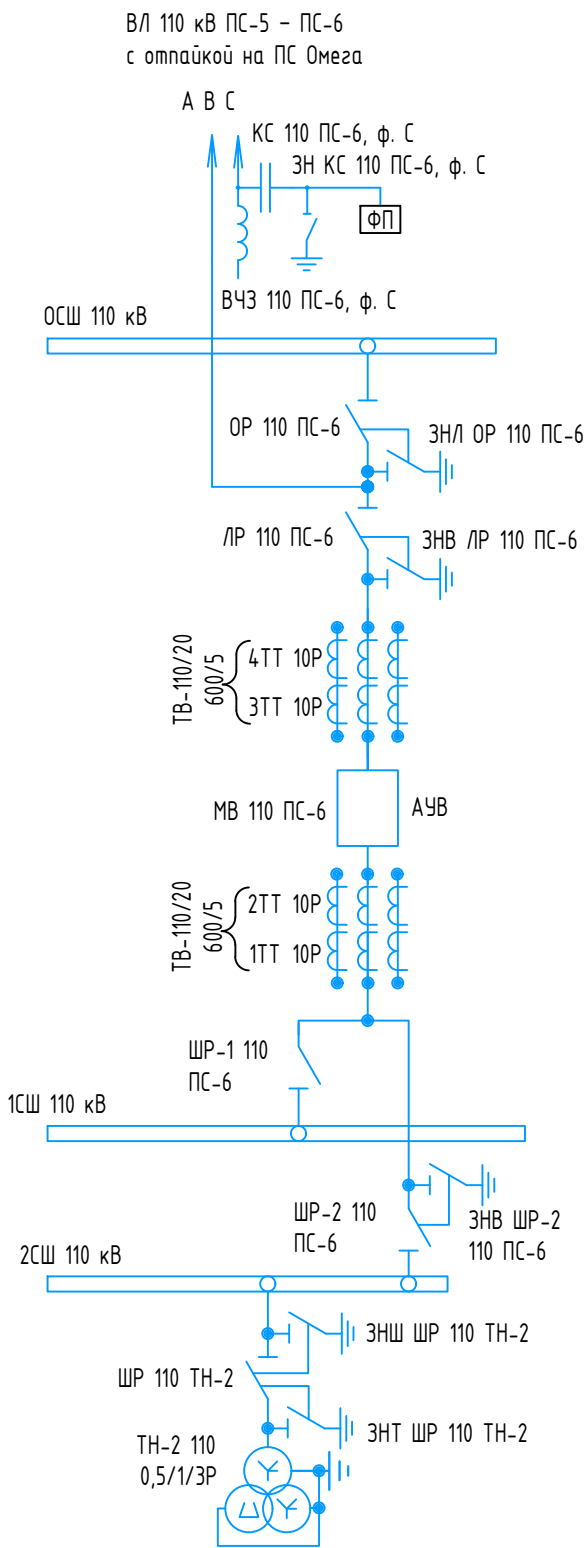
Примечания:
1. Вновь предусматриваемое оборудование выделено утолщенной линией, существующее - тонкой
2. Шины подстанций показаны не в полном объеме

						007-24-СТ-ОТР.ГЧ			
						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6			
1	-	Зам.	10-1		10.24	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		ОТР	1	
Разраб.	Перевозчиков				09.24				
Провер.	Мелентьев				09.24	Схема размещения защит в сети 110 кВ	ООО ПК "Сила тока"		
Н. контр.	Буравцева				09.24				
Рук. пр.	Мелентьев				09.24				

Номер ячейки	2
Маркировка ячейки	W1G, TV1
Наименование ячейки	ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега
Марка провода/кабеля	АС 120/19

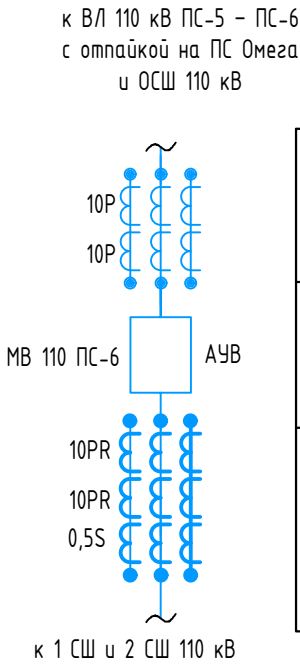
Высоочастотный заградитель I=600 А
Конденсатор связи СМП-110/√3-6,4 У1 Un=110/√3 кВ
Однополюсный разъединитель I=400 А, U=10 кВ
Фильтр присоединения С=6400 пФ
АСО-300
Разъединитель NSA-145/1250 LA-555002-А, Un=110 кВ, In=1250 А
Разъединитель NSA-145/1250 LA-555002-А, Un=110 кВ, In=1250 А
Трансформатор тока встраиваемый ТВ-110/20, Un=110 кВ, Kтm=200-300-400-600/5 кл.м. 10Р/10Р; S=50 ВА; Кпр.кр.=25 Iтерм.= 20кА
Выключатель масляный, МКП-110М-630-20 У1, Unom=110 кВ, Inom=630 А, Iоткл=20 кА
Трансформатор тока встраиваемый ТВ-110/20, Un=110 кВ, Kтm=200-300-400-600/5 кл.м. 10Р/10Р; S=50 ВА; Кпр.кр.=25 Iтерм.= 20кА
Разъединитель NSA-145/1250 LA-555002-А, Un=110 кВ, In=1250 А
АСО-300
Разъединитель КРДЗ-110-600-1 с ручным приводом наружной установки ПРН-220 М, Un=110 кВ, In=600 А
АСО-300
Разъединитель РНДЗ-110-600-2 с ручным приводом наружной установки ПРН-220 М, Un=110 кВ, In=600 А
Трансформатор НАМИ-110 УХЛ1, Un=110 кВ, кл.м. 0,5/1/3Р, S=2000 ВА

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

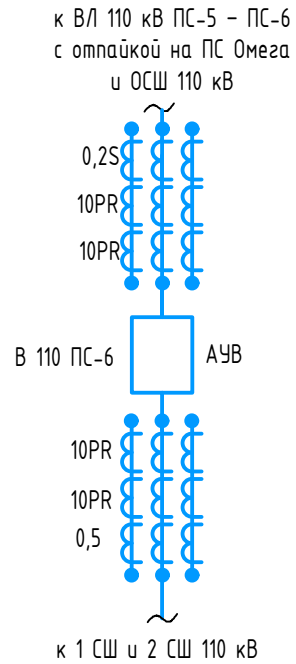


Трансформатор тока встраиваемый ТВ-110/20, Un=110 кВ, Kтm=200-300-400-600/5 кл.м. 10Р/10Р; S=50 ВА; Кпр.кр.=25 Iтерм.= 20кА
Выключатель масляный, МКП-110М-630-20 У1, Unom=110 кВ, Inom=630 А, Iоткл=20 кА, привод ШПЗ-33
Трансформатор тока встраиваемый ТВ-ЭК-М1-У2, Un=110 кВ, Kтm=600/5 Кл.м. 0,5S; S=10 ВА; Кбез.=10; Iтерм.= 20кА ТВ-ЭК-М1-У2, Un=110 кВ, Kтm=600/5 Кл.м. 10Р; S=30 ВА; Кпр.кр.=20; Iтерм.= 20кА

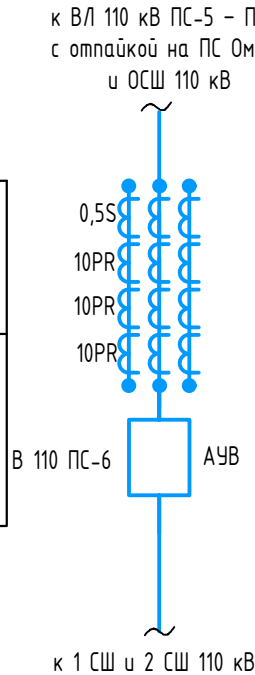
Вариант 1



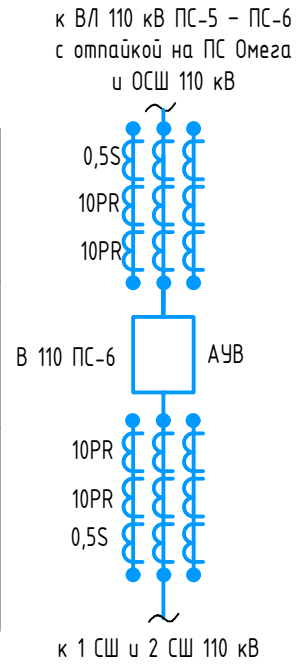
Вариант 2



Вариант 3



Вариант 4



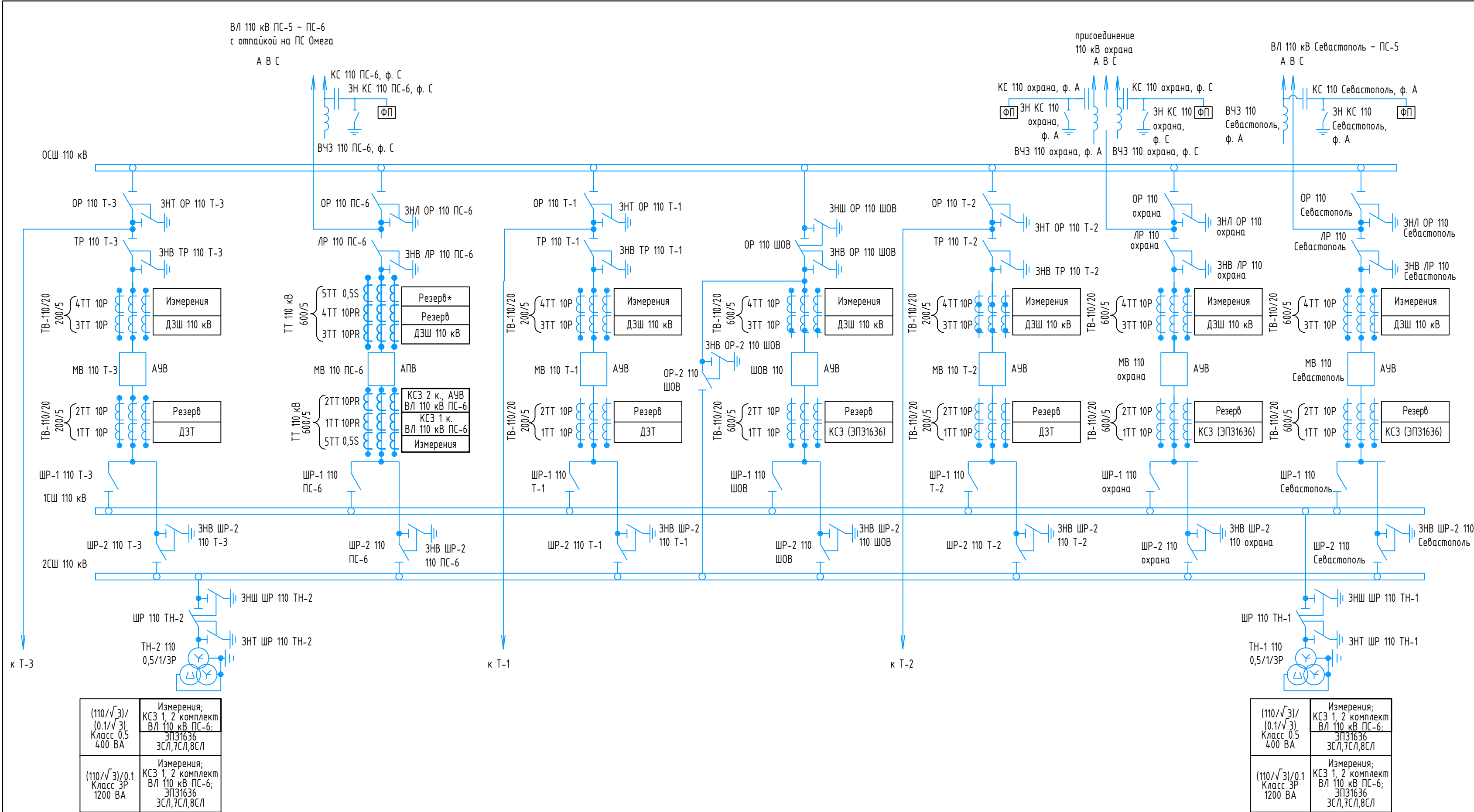
Трансформатор тока однофазный Un=110 кВ, Iтерм.= 40кА Kтm= 150-300-600/5 кл.м. 0,5S; S=15 ВА, Кбез.=10; Kтm=150-300-600/5, кл.м. 10Р/10Р, S=30 ВА, Кпр.кр.=20
Выключатель 110 кВ элегазовый колонкового типа, трехполюсного исполнения, Unom=110 кВ, Inom=2500 А, Iоткл=40 кА, привод пружинный
Трансформатор тока однофазный Un=110 кВ, Iтерм.= 40кА Kтm= 150-300-600/5 кл.м. 0,5S; S=15 ВА, Кбез.=10; Kтm=150-300-600/5, кл.м. 10Р/10Р, S=30 ВА, Кпр.кр.=20

Примечания:

- Вновь предусматриваемое оборудование выделено утолщенной линией, существующее – тонкой;
- *-Выбран вариант типового комплектования ТТ № 602-674 согласно карты Заказа единственного производителя бакового выключателя с установкой ТТ по обе стороны полюса

						007-24-СТ-ОТР.ГЧ			
						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6			
1	-	Зам.	10-1		10.24				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Перевозчиков			09.24	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Мелентьев			09.24		ОТР	2	
Н. контр.		Буравцева			09.24	ПС 110 кВ ПС-5. Принципиальная электрическая схема	ООО ПК "Сила тока"		
Рук. пр.		Мелентьев			09.24				

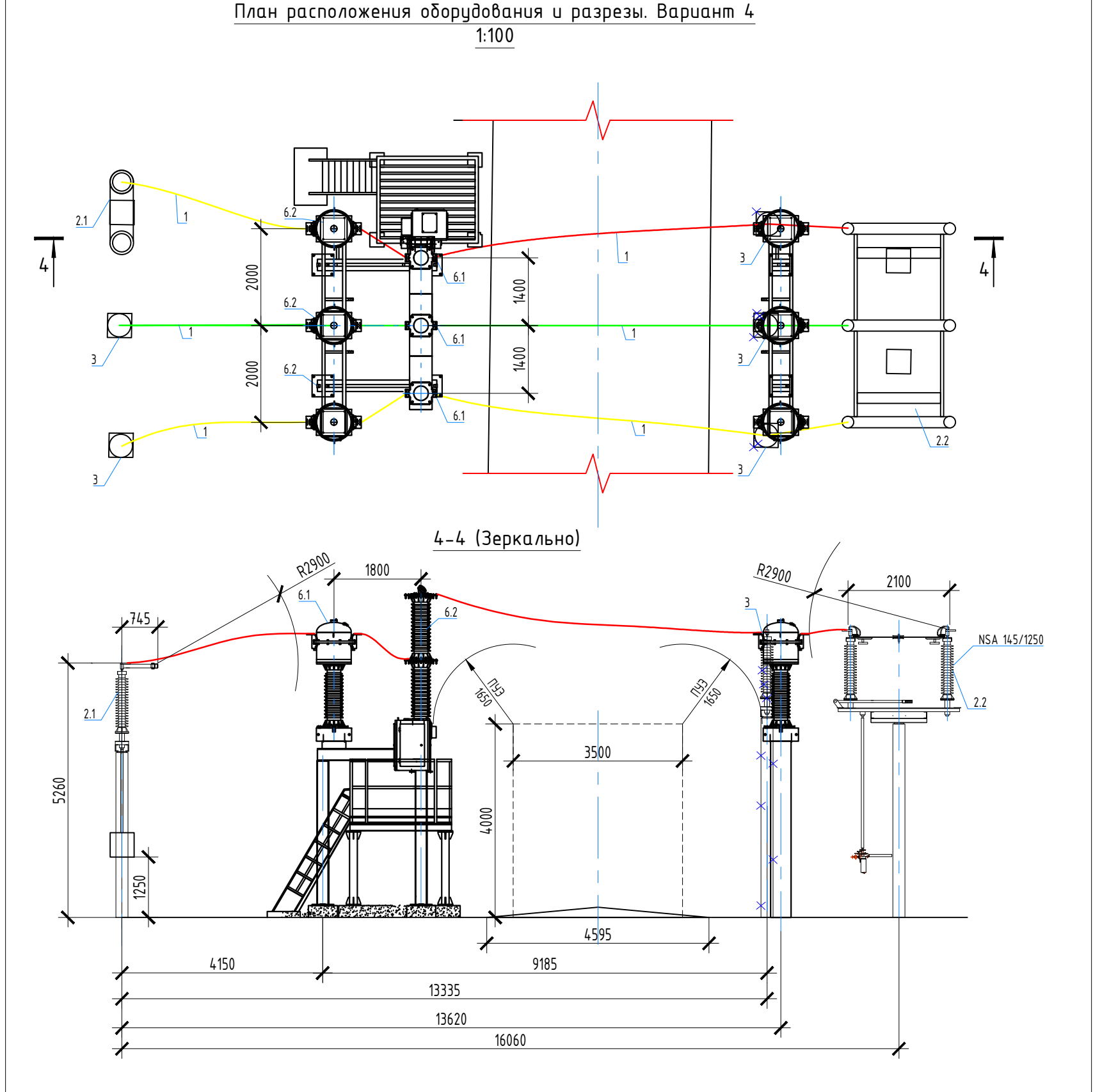
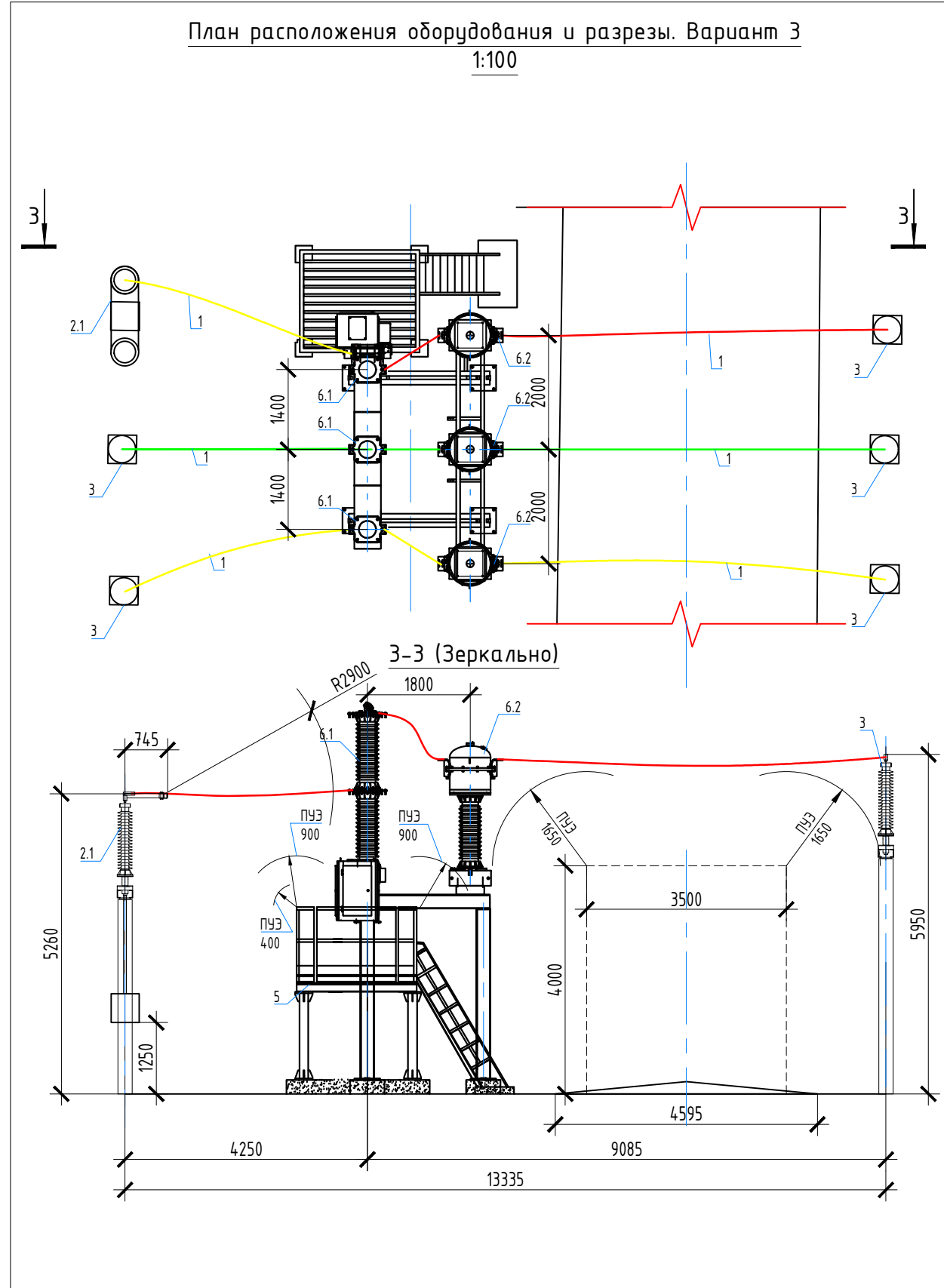
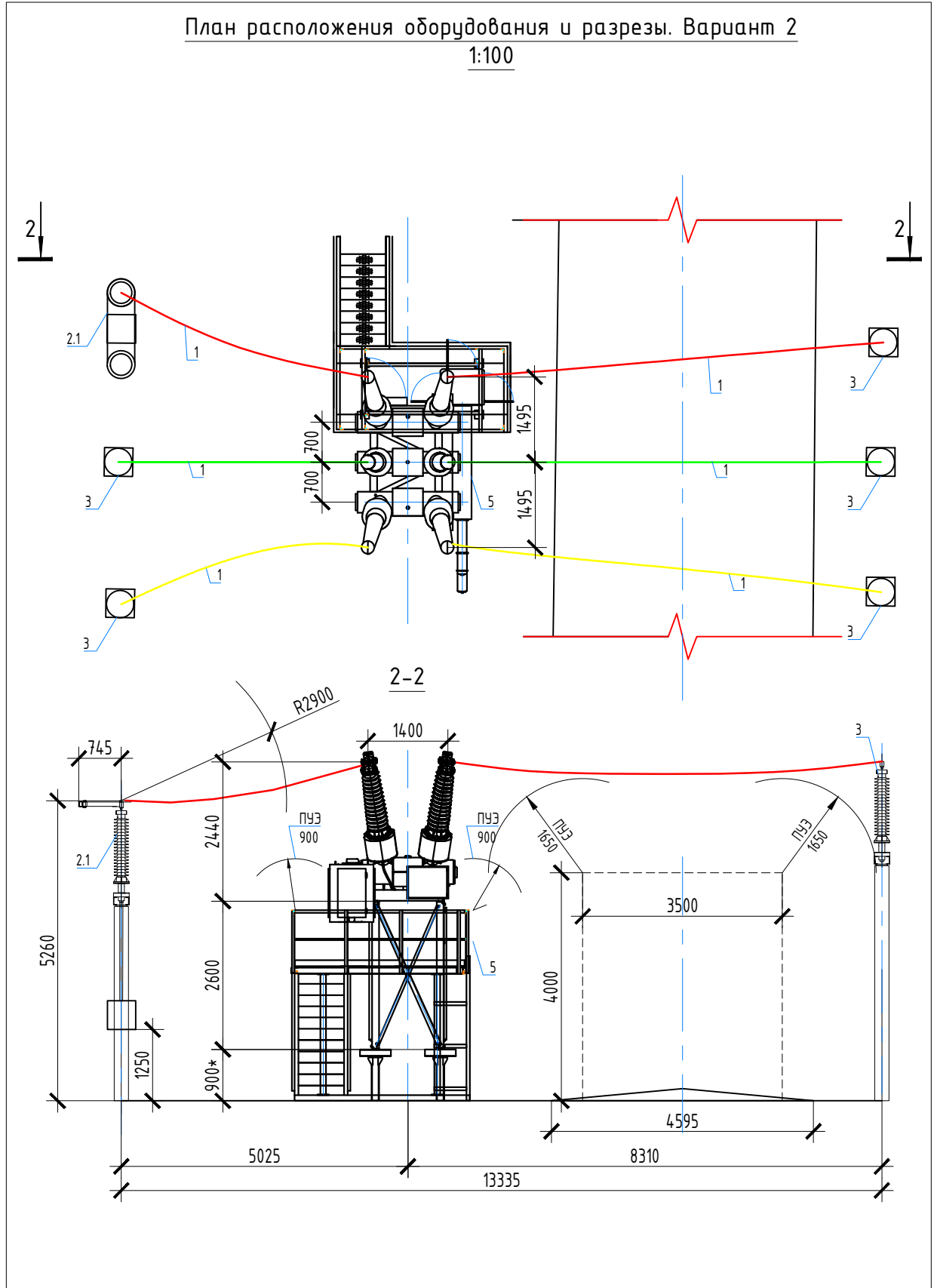
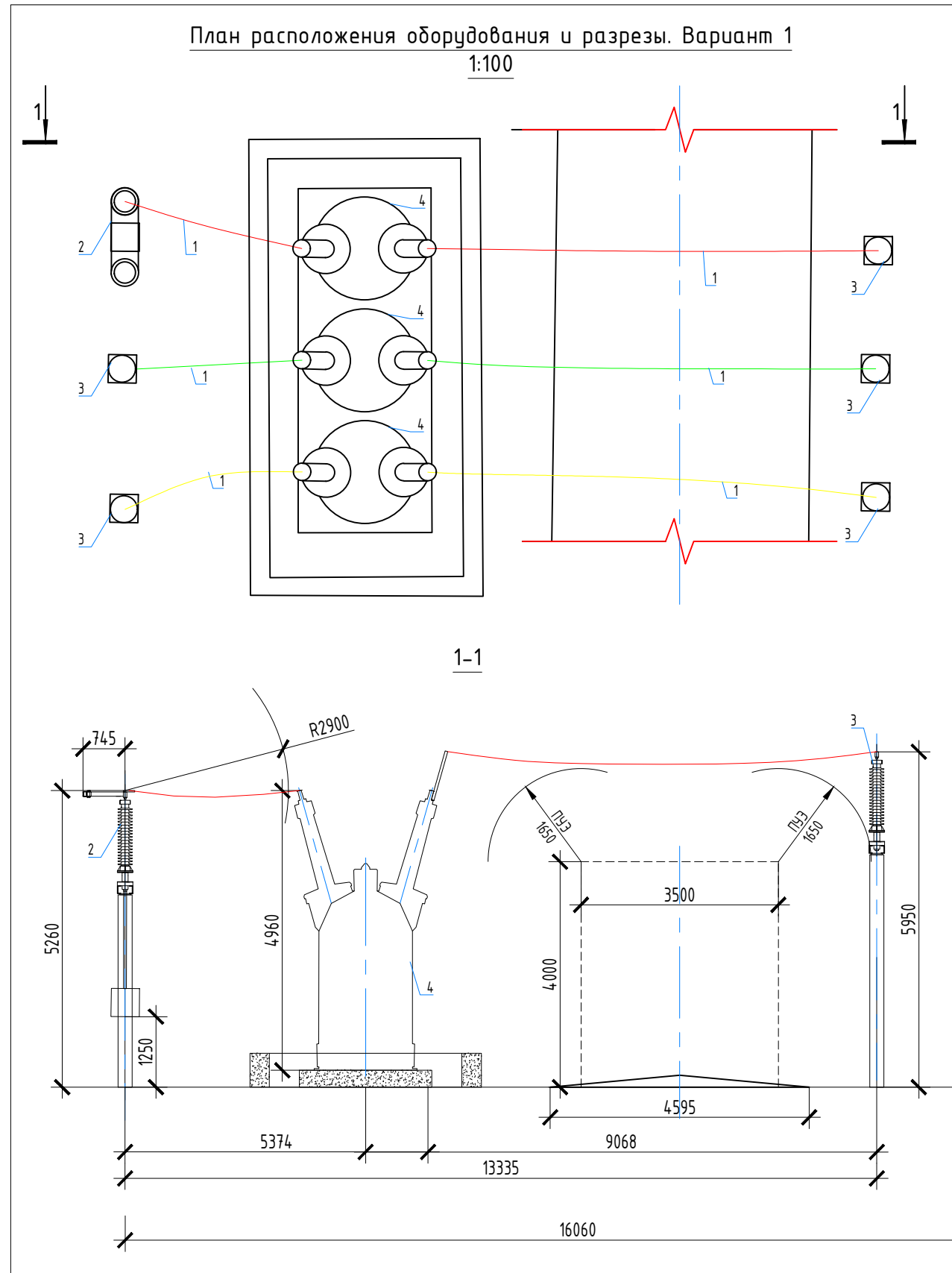
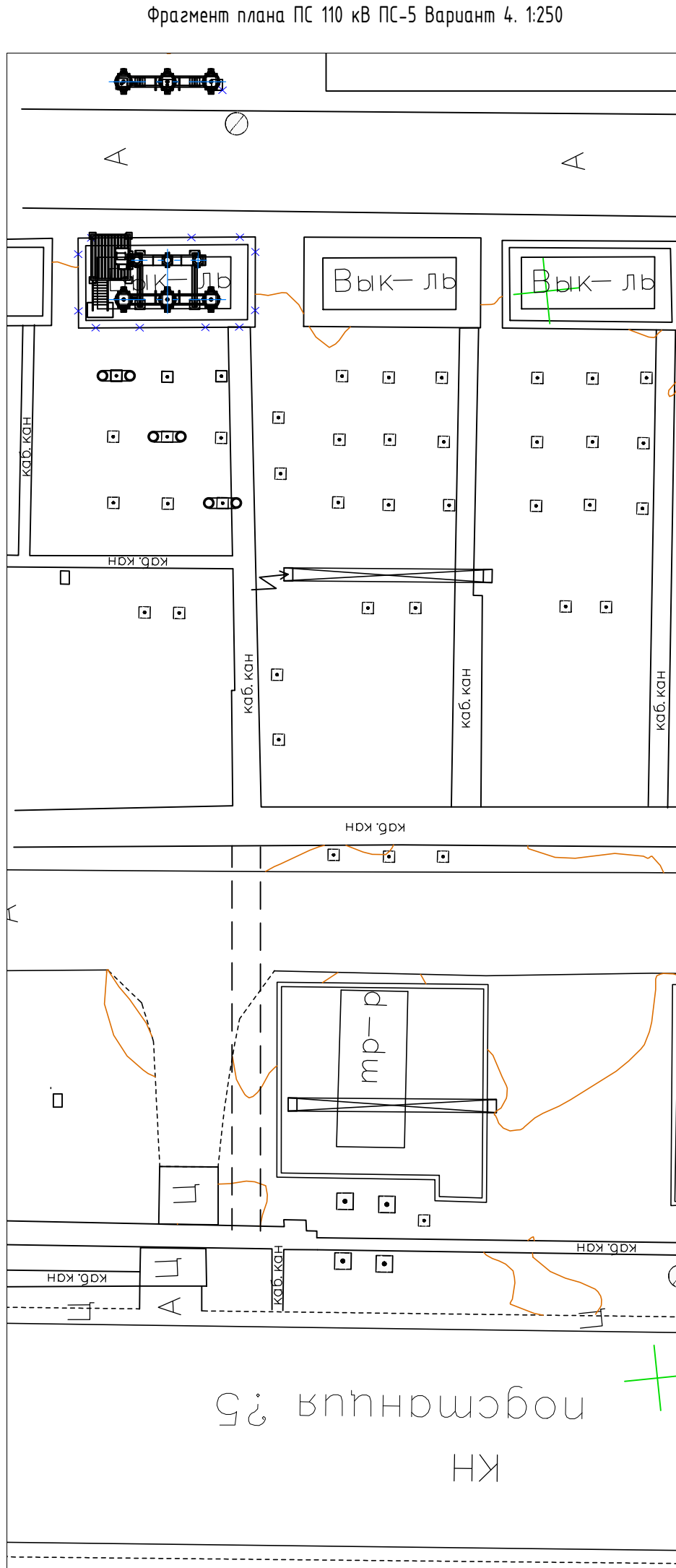
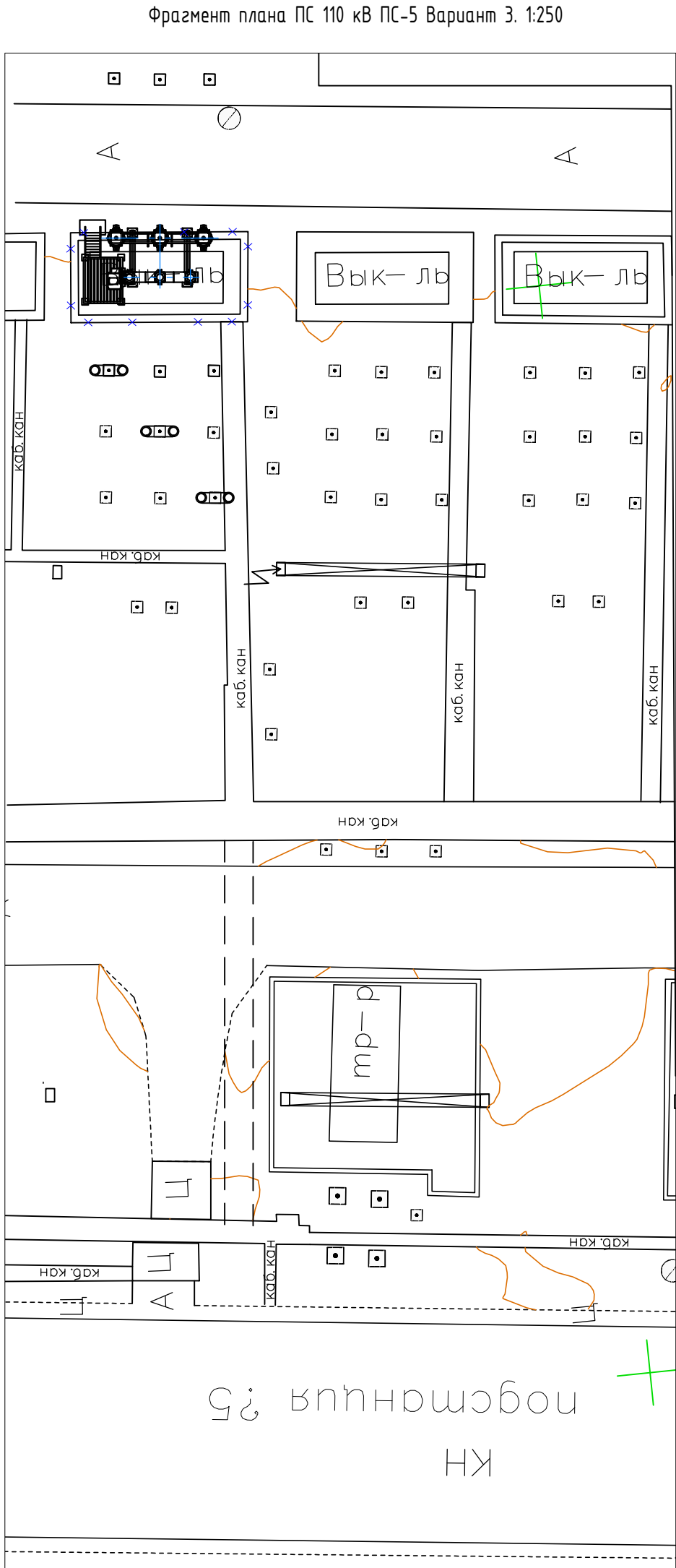
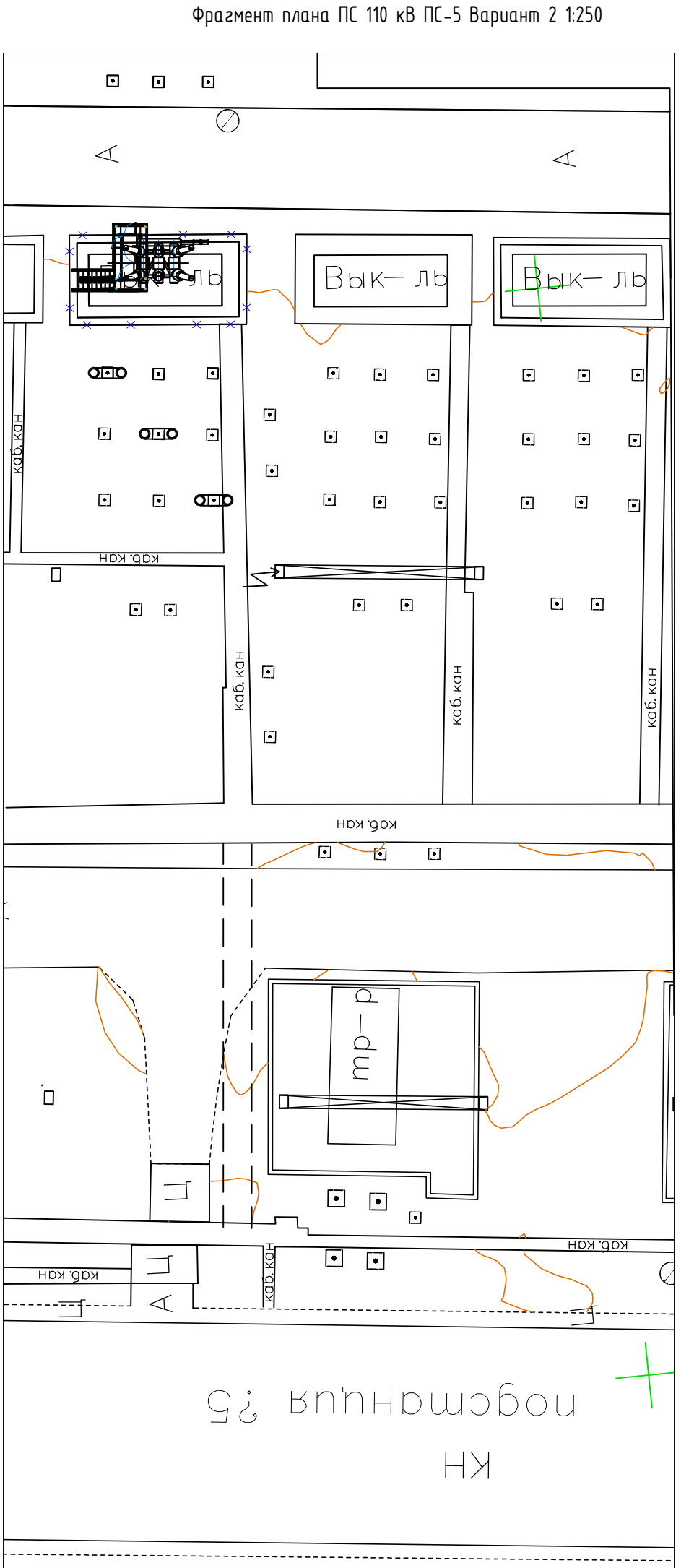
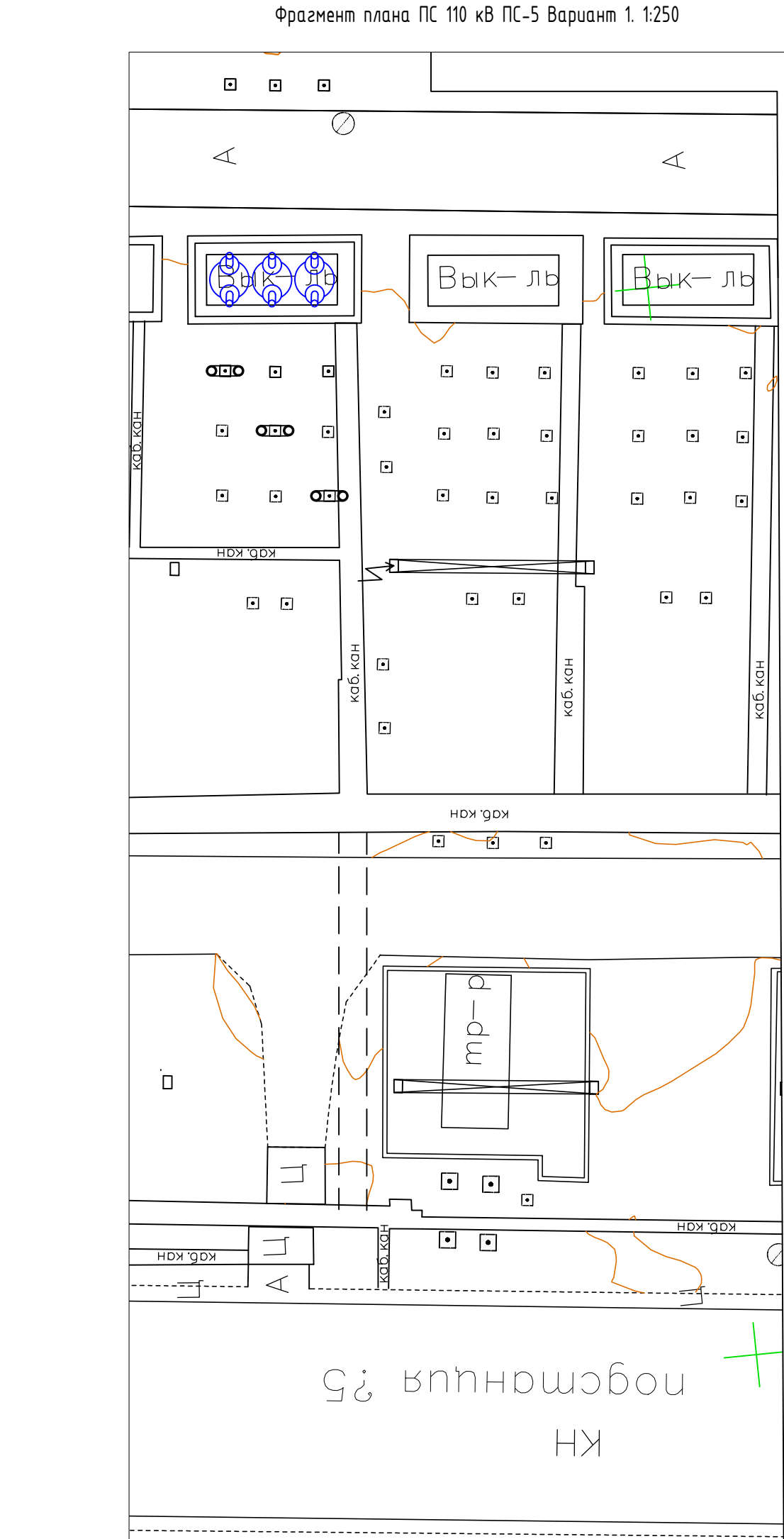
Согласовано			
Инф. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	



- Условные обозначения
- АПВ автоматическое повторное включение
 - АУВ автоматика управления выключателем
 - ВЛ воздушная линия
 - ВН высшее напряжение
 - ВЧБ высокочастотная блокировка
 - ДЗТ дифференциальная защита трансформатора
 - ДЗШ дифференциальная защита шин
 - КРУ комплектное распределительное устройство
 - КСЗ комплект ступенчатых защит
 - КЦН контроль целостности цепей напряжения
 - МТЗ максимальная токовая защита
 - МТЗ ВН/U максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению
 - РАС регистратор аварийных событий
 - ТН трансформатор напряжения
 - ТО токовая отсечка
 - ТСН трансформатор собственных нужд
 - ТТ трансформатор тока
 - УРОВ устройство резервирования отката выключателя
 - СШ система шин
 - ОСШ обходная система шин
 - ШОВ шинносоединительный обходной выключатель

- Примечания:
- Вновь предусматриваемое оборудование выделено утолщенной линией, существующее – тонкой;
 - Схема представлена с учетом выбора 4 варианта решений в части первичного электротехнического оборудования;
 - Точный тип новых трансформаторов тока определяется на этапе РД;
 - Необходимость обмотки 5ТТ классом точности 0,5S уточняется на стадии ПД

007-24-СТ-ОТР.ГЧ						
Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6						
Изм.	Кол.уч	Лист	№вдок.	Подп.	Дата	Основные технические решения
Разраб.	Перевозчиков			Меленьев	09.24	
Провер.					09.24	
						ПС 110 кВ ПС-5. Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС
Н. контр.	Буравцева			Меленьев	09.24	
Рук. пр.					09.24	
						Стадия
						Лист
						Листов
						ОТР
						3
						000 ПК "Сила тока"



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
Общие позиции для 3-х вариантов					
2.1		Разъединитель РНДЗ 10 110/1000 ЭКП1	1		сущ.
2.2		Разъединитель РНДЗ 10 110/1000 ЭКП1	1		сущ.
3		Шинная опора 110 кВ, ШО-110	5		сущ.
Вариант 1					
1		Пробой АСО-300	*		сущ.
4		Выключатель масляный, МКП-10М-630-20 Э1, Уном:110 кВ, ном:630 А, ток:н:20 кА, пробой ШПЗ-32			
Вариант 2					
1		Пробой АСО-300, м	25		
5		Блок высокой стоимости, в составе:	2		
-		Выключатель элегазовый, баковой, трехполюсного исполнения, 836-110, Уном:110 кВ, ном:2500 А, ток:н:40 кА, пробой пружинный ППЖ, в комплекте с баковыми трансформаторами тока 10 кВ	1	2750	
-		Заводская металлоконструкция h=2800 мм	1	289	
-		Заводская площадка обслуживания	1	*	
7	ТУ 34.13.10703-91	Защитный аппаратный пресекатель	1	0,17	
8	ТУ 34.49-001-52819996-2010	Защитный аппаратный пресекатель	11	0,19	
Вариант 3					
1		Пробой АСО-300, м	38		
6		Блок собственной установки выключателя 110 кВ и трех трансформаторов тока 110 кВ, в составе:	1		
6.1		Выключатель 110 кВ элегазовый, колонного типа, трехполюсного исполнения, Уном:110 кВ, ном:2500 А, ток:н:40 кА, пробой пружинный	1	1696	
6.2		Трансформатор тока однофазный, Уном:110 кВ	3	400	
		Заводская металлоконструкция h=2800 мм	1	289	
		Заводская площадка обслуживания	1	*	
7	ТУ 34.13.10703-91	Защитный аппаратный пресекатель	1	0,17	
8	ТУ 34.49-001-52819996-2010	Защитный аппаратный пресекатель	17	0,19	
Вариант 4					
1		Пробой АСО-300, м	38		
6		Блок собственной установки выключателя 110 кВ и трех трансформаторов тока 110 кВ, в составе:	1		
6.1		Выключатель 110 кВ элегазовый, колонного типа, трехполюсного исполнения, Уном:110 кВ, ном:2500 А, ток:н:40 кА, пробой пружинный	1	1696	
6.2		Трансформатор тока однофазный, Уном:110 кВ	3	400	
		Заводская металлоконструкция h=2800 мм	1	289	
		Заводская площадка обслуживания	1	*	
7	ТУ 34.13.10703-91	Защитный аппаратный пресекатель	1	0,17	
8	ТУ 34.49-001-52819996-2010	Защитный аппаратный пресекатель	23	0,19	
9		Блок собственной установки трех трансформаторов тока 110 кВ, в составе:	1		
9.1		Трансформатор тока однофазный, Уном:110 кВ	3	400	
		Заводская металлоконструкция h=3600 мм	1		

Условные обозначения:

Проектируемые трассы из наземных железобетонных лотков;

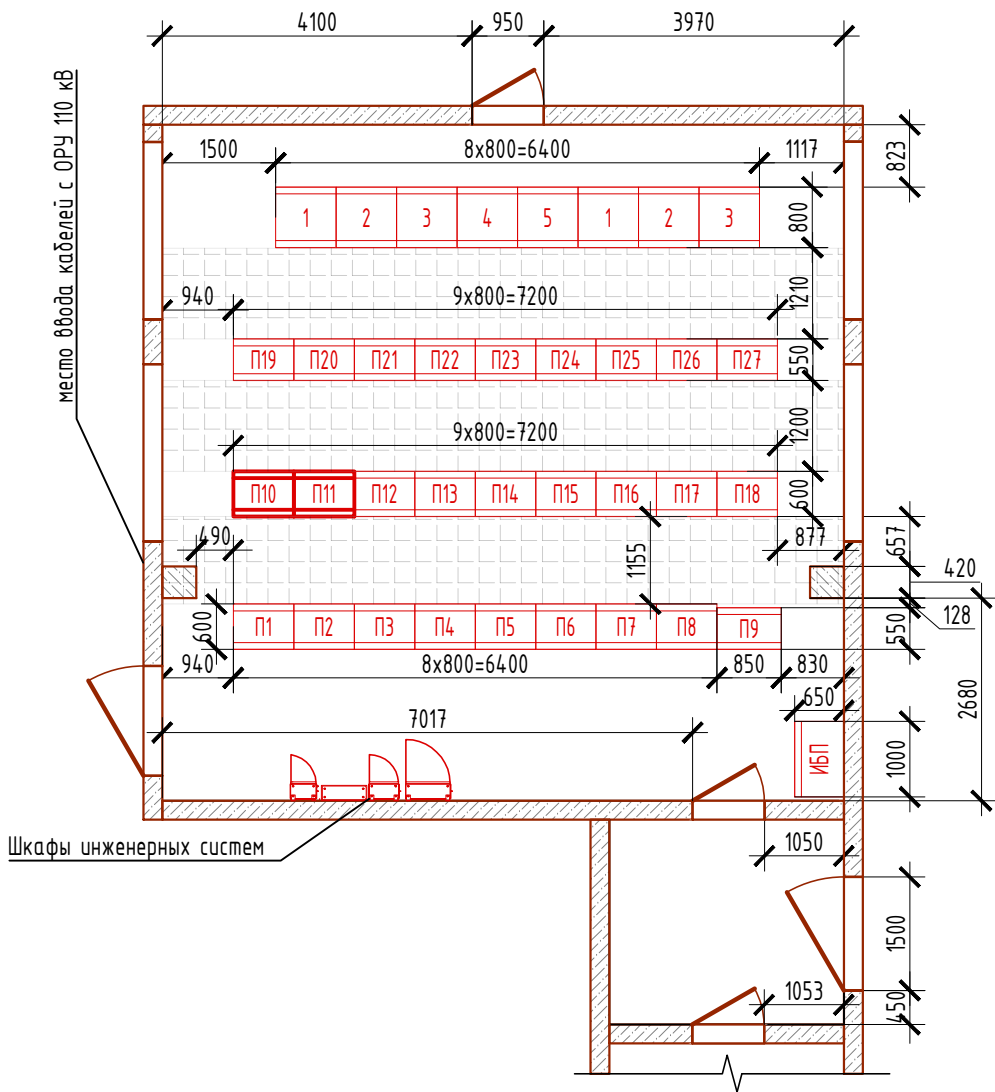
Демонтируемое оборудование и фундаменты.

1. Точками линиями показано существующее оборудование и основание.
2. Шафы обогрева и защитные трансформаторы тока, аппаратные зажимы, заземление оборудования и конструкций условно не показаны. Информация приводится в проектной документации на основании выбранного варианта.

007-24-СТ-ОТР.ГЧ					
Установка систем РЗА на подстанции 110 кВ типовой ПС «Калининская»:					
ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6					
1	Изм.	Зам.	10-1	10.24	
2	Копия	Лист	МФок.	Подп.	Дата
Разраб.	Охричев	09.24			
Провер.	Мельников	09.24			
Основные технические решения				Страница	Лист
				ОТР	4
ПС 110 кВ ПС-5.				ООО ПК "Сила тока"	
Планы расположения оборудования 110 кВ				г. Челябинск	
Н. контр.	Бурдакова	09.24			
Рук. пр.	Мельников	09.24			

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

Номер шкафа	НАЗНАЧЕНИЕ	Количество	Примечания
1	ШОЛ		
2	Ввод №1		
3	ШСВ		
4	Ввод №2		
5	ШОЛ		
1	Ввод 1 ВУ		
2	Ввод батарей		
3	Ввод 2 ВУ		
П4	Управление Т1		
П5	МВ-110 ПС-6, ШОВ-110, МВ-110 Охрана		
П6	Управление Т2, МВ-110 Севастополь		
П7	ЦС		
П8	ТМ, АЧР, ЧАПВ Т1		



Номер шкафа	НАЗНАЧЕНИЕ	Количество	Примечания
П9	АЧР, ЧАПВ Т2, блокировка разъединителей		
П10	Защита АЭП 110 кВ П/ст-6 Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 1 комплект		проект.
П11	Панель защиты ВЛ-110 ПС-6 Шкаф КСЗ и АУВ с функциями УРОВ и ТАПВ ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6 с отпайкой на ПС Омега.		проект.
П12	Автоматика МВ-110 ПС-6		
П13	Резерв		
П14	Резерв		
П15	Линии 110 кВ 1...4		
П16	Защиты ВЛ-110 Севастополь		
П17	Реле повторителей. Цепи напряжения защит ВЛ-110 ПС Севастополь, ПС-6		
П18	Телемеханика		
П19	АСКУЭ		
П20	Резерв		
П21	Резерв (защита шин)		
П22	Резерв (защиты шин, ШОВ-110)		
П23	Резерв (защиты ШОВ-110)		
П24	Резерв (защиты ШОВ-110)		
П25	Резерв (защиты ШОВ-110)		

Условные обозначения:



- кабельный канал;

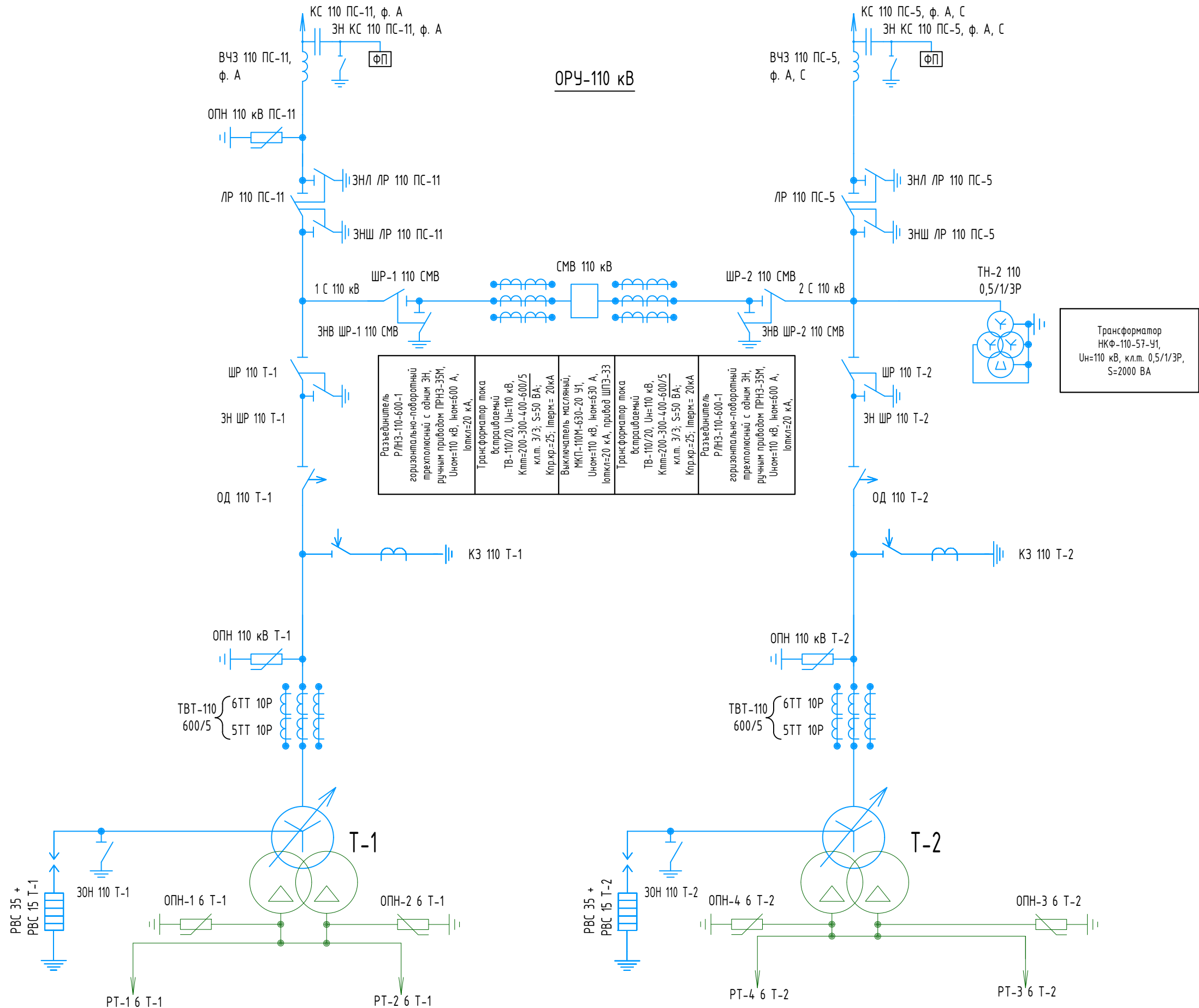
Примечания:
1. Вновь предусматриваемое оборудование выделено утолщенной линией, существующее - тонкой.

						007-24-СТ-ОТР.ГЧ			
						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Окунева				09.24	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Перевозчиков				09.24		ОТР	5	1
						ПС 110 кВ ПС-5. План размещения оборудования в помещении ОПУ			
Н. контр.	Окунева				09.24				
Рук. пр.	Мелентьев				09.24				

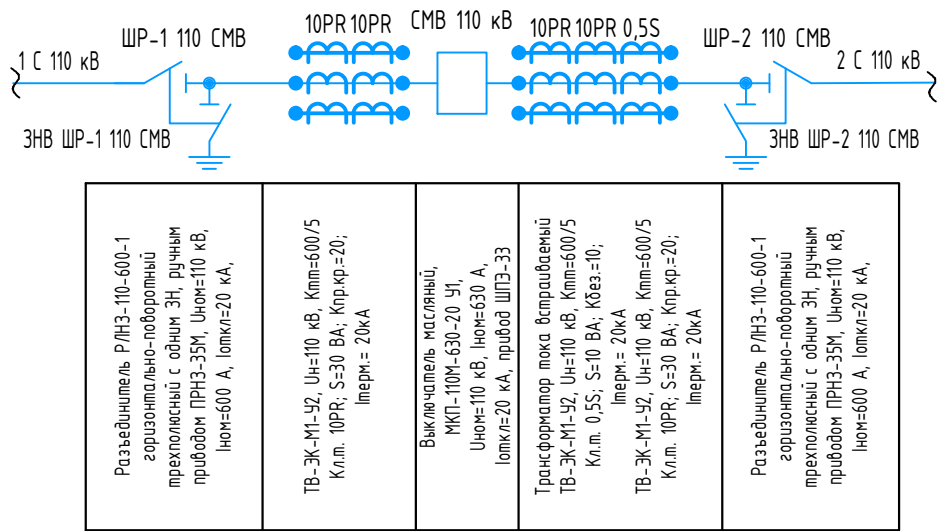
Вновь устанавливаемое оборудование 110 кВ

Высокочастотный заградитель I=600 А
Конденсатор связи СМП-110/√3-6,4 У1 Un=110/√3 кВ
Однополюсный разъединитель I=400 А, U=10 кВ
Фильтр присоединения С=6400 пФ
Ограничитель перенапряжений ОПН-П1-110/88/10/550 III УХЛ1 Un=110 кВ
Разъединитель Р/ЛНЗ-110-600-2 с 2-мя ЗН, Un=110 кВ, In=600 А
Ремонтная перемычка
Разъединитель Р/ЛНЗ-110-600-1 с 1-м ЗН, Un=110 кВ, In=600 А
Отделитель ОДЗ-1-110/1000 УХЛ1
Короткозамыкатель КЗ-110 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений ОПН-П1-110/88/10/2 III УХЛ1 Un=110 кВ
Трансформатор тока встроенный ТБТ-110, Un=110 кВ, Kmm=200-300-400-600/5 кл.т. 10Р/10Р; S=50 ВА; Kпр.кр.=20; Iтерм.= 20кА
Трансформатор силовой ТРДН-40000/110-67 УХЛ1 115/6,3/6,3 кВ, Уп/Д/Д-11-11 кВ
Стационарный вентильный разрядник РВС-35 Un=35 кВ
Стационарный вентильный разрядник РВС-15 Un=15 кВ
Однополюсный заземлитель ЗОН-110 Un=110 кВ с ручным приводом ЗН

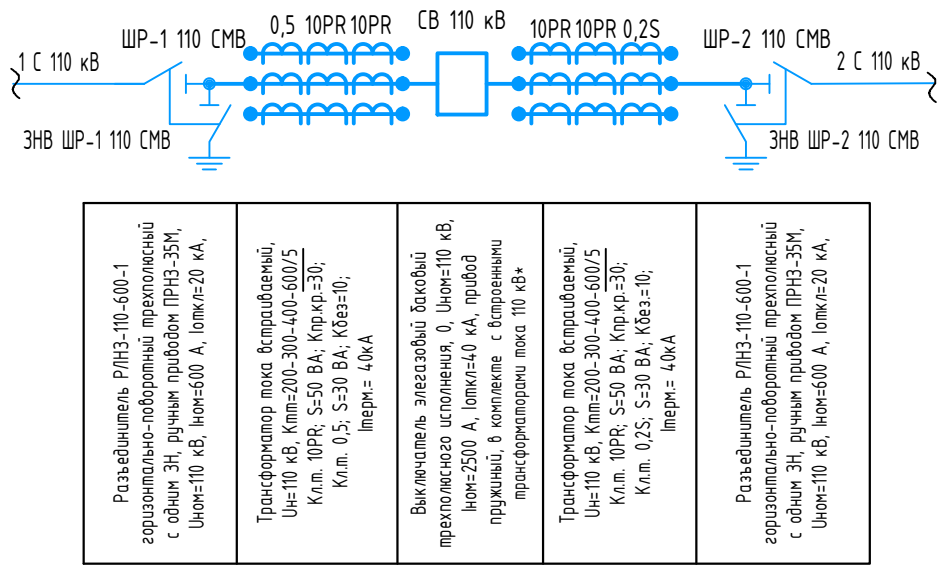
Номер ячейки	1	2	3
Маркировка ячейки	W1G, T1	QX1G	W2G, T2
Наименование ячейки	ВЛ 110 кВ ПС-6 - ПС-11	Ремонтная перемычка	ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6 с отпайкой на ПС Омега
Марка провода/кабеля	АААС-Z242-ZZ	Гибкая ошиновка АС 120/19	АС 120/19



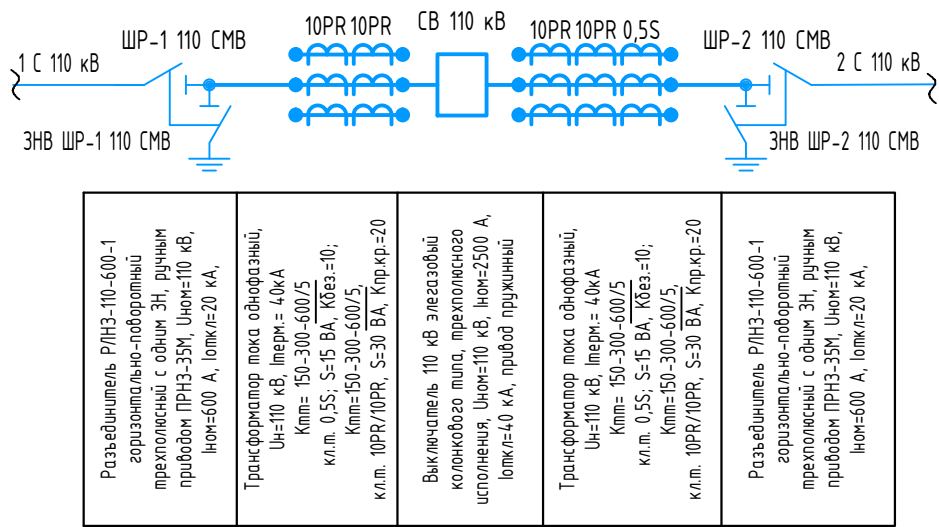
Вариант 1



Вариант 2



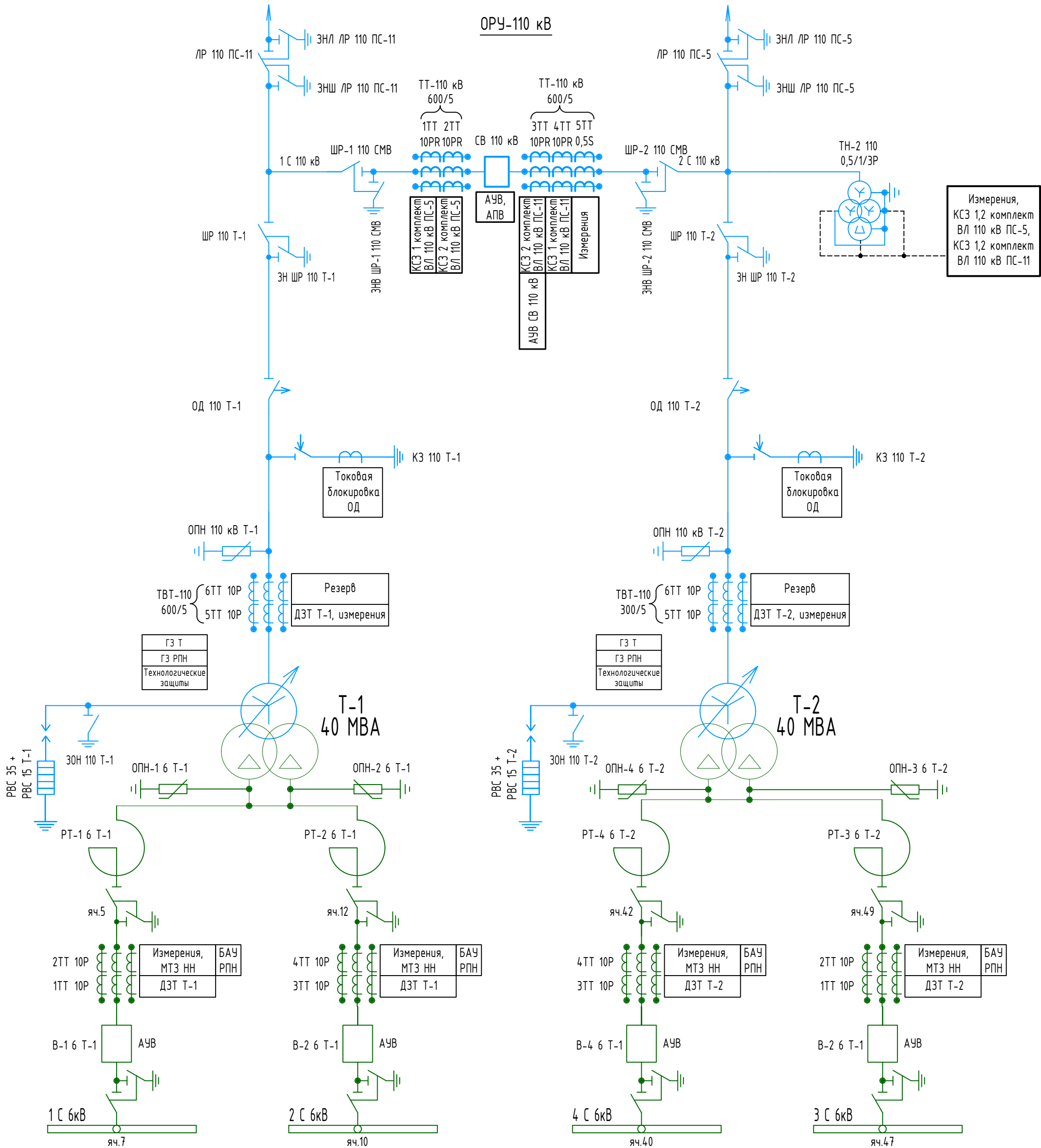
Вариант 3



- Примечания:
- Вновь предусматриваемое оборудование выделено утолщенной линией, существующее - тонкой;
 - ★-Выбран вариант типового комплектования ТТ № 602-674 согласно карты Заказа

007-24-СТ-ОТР.ГЧ					
Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6					
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Перевозчиков				09.24
Провер.	Мелентьев				09.24
Основные технические решения					
СТадия				Лист	Листов
ОТР				6	
ПС 110 кВ ПС-6. Принципиальная электрическая схема					
Н. контр.	Буравцева				09.24
Рук. пр.	Мелентьев				09.24
000 ПК "Сила тока"					

1	2	3
T-1, W1G	QX1G	T-2, W2G
ВЛ 110 кВ ПС-6 - ПС-11	СМВ 110 кВ	ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6 с отпайкой на ПС Омега
АААС-Z242-2Z	Гибкая ошиновка АС 120/19	АС 120/19



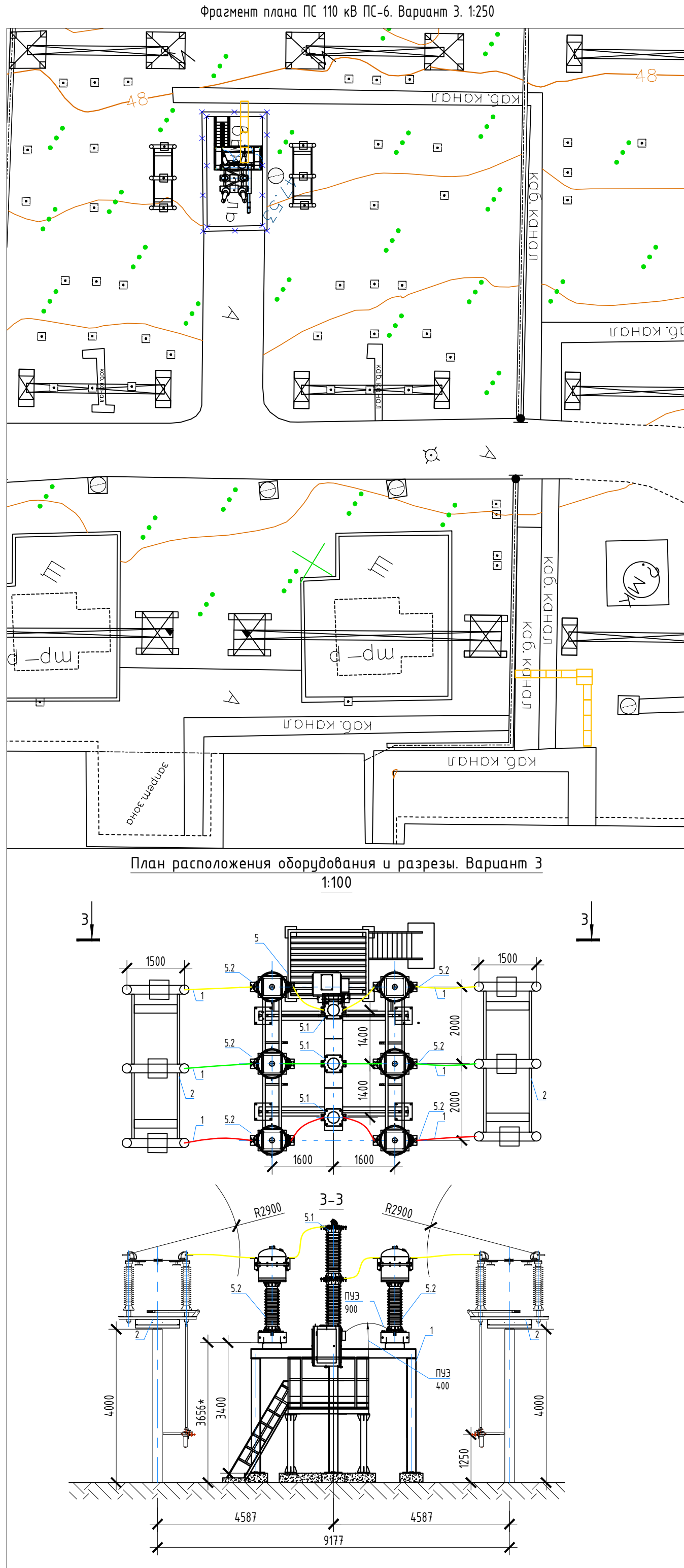
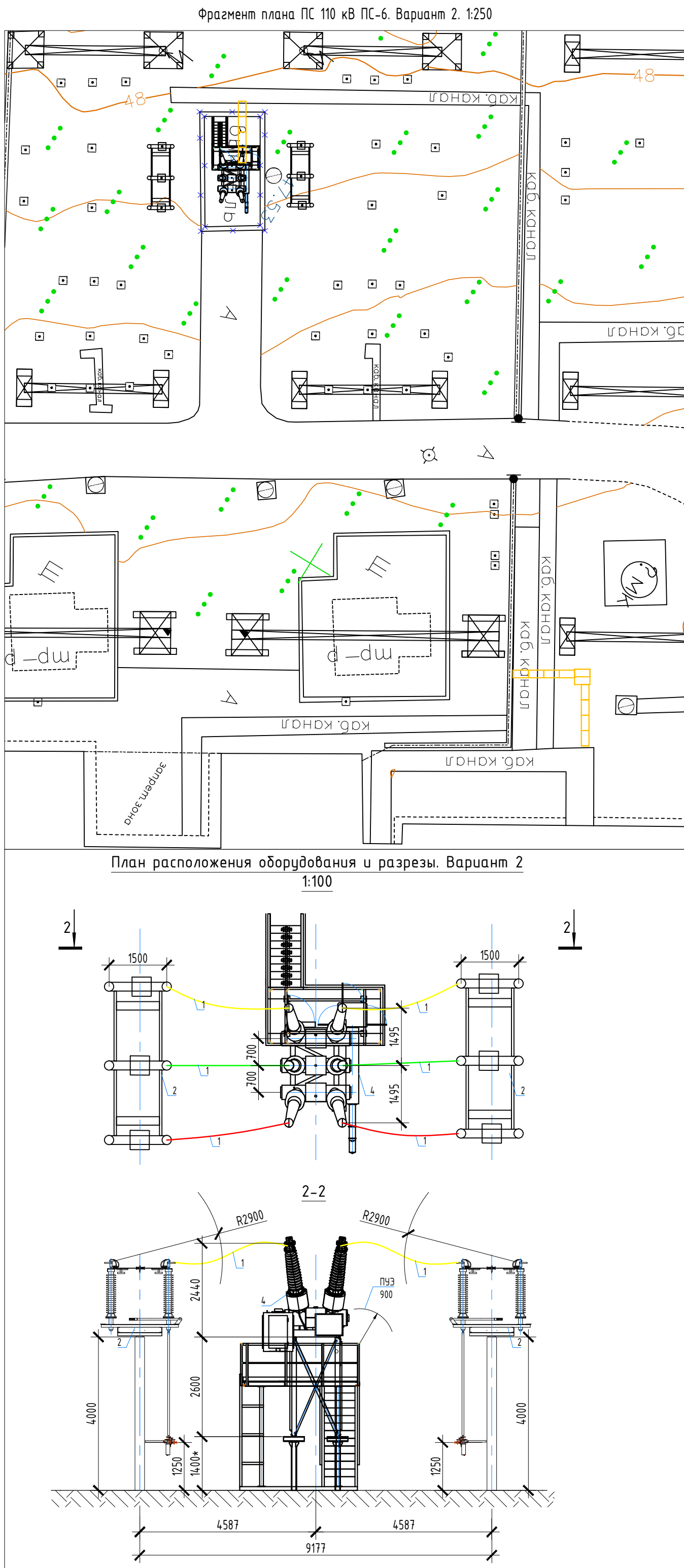
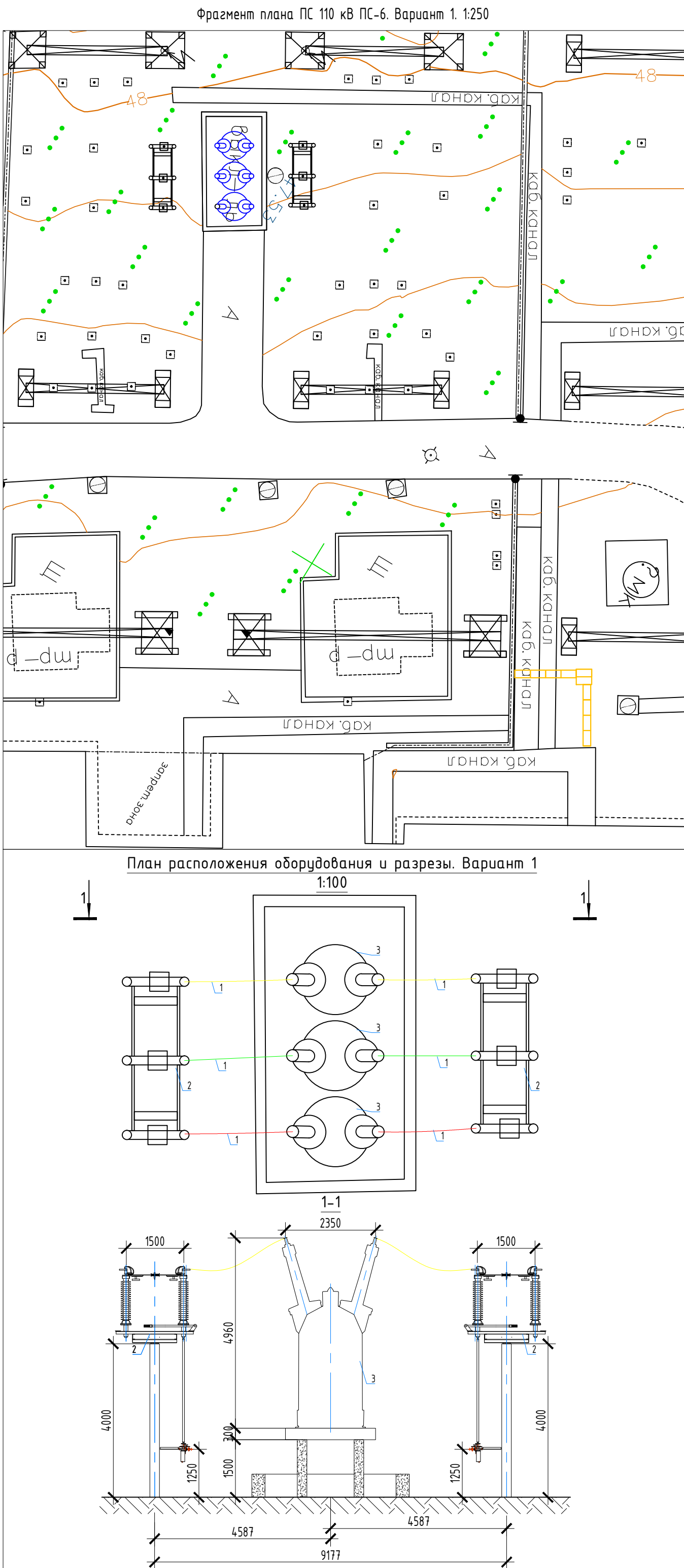
Условные обозначения

АВР	автоматическое включение резерва
АПВ	автоматическое повторное включение
АРКТ	автоматика регулирования коэффициента трансформации трансформатора
АУВ	автоматика управления выключателем
ВЛ	воздушная линия
ВН	высшее напряжение
ГЗТ	газовая защита трансформатора
ГЗ РПН	газовая защита РПН
ДЗТ	дифференциальная защита трансформатора
ЗП	защита от перегрузки трансформатора
КРУ	комплектное распределительное устройство
КСЗ	комплект ступенчатых защит
КЦН	контроль целостности цепей напряжения.
МТЗ	максимальная токовая защита
МТЗ ВН/У	максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению
РАС	регистратор аварийных событий
СЗЗ	сигнализация замыканий на землю
ТН	трансформатор напряжения
ТО	токовая отсечка
ТСН	трансформатор собственных нужд
ТТ	трансформатор тока
УРОВ	устройство резервирования отказа выключателя

- Примечания:
- Вновь предусматриваемое оборудование выделено утолщенной линией, существующее - тонкой
 - Схема представлена с учетом выбора 3 варианта решений в части первичного электротехнического оборудования;
 - Точный тип новых трансформаторов тока определяется на этапе РД;

007-24-СТ-ОТР.ГЧ						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6			
1	-	Зам.	10-1		10.24	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		ОТР	7	
Разраб.	Перевозчиков				09.24				
Провер.	Мелentyев				09.24				
						ПС 110 кВ ПС-6. Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	ООО ПК "Сила тока"		
Н. контр.	Буравцева				09.24				
Рук. пр.	Мелentyев				09.24				

Согласовано					
Инф. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата			

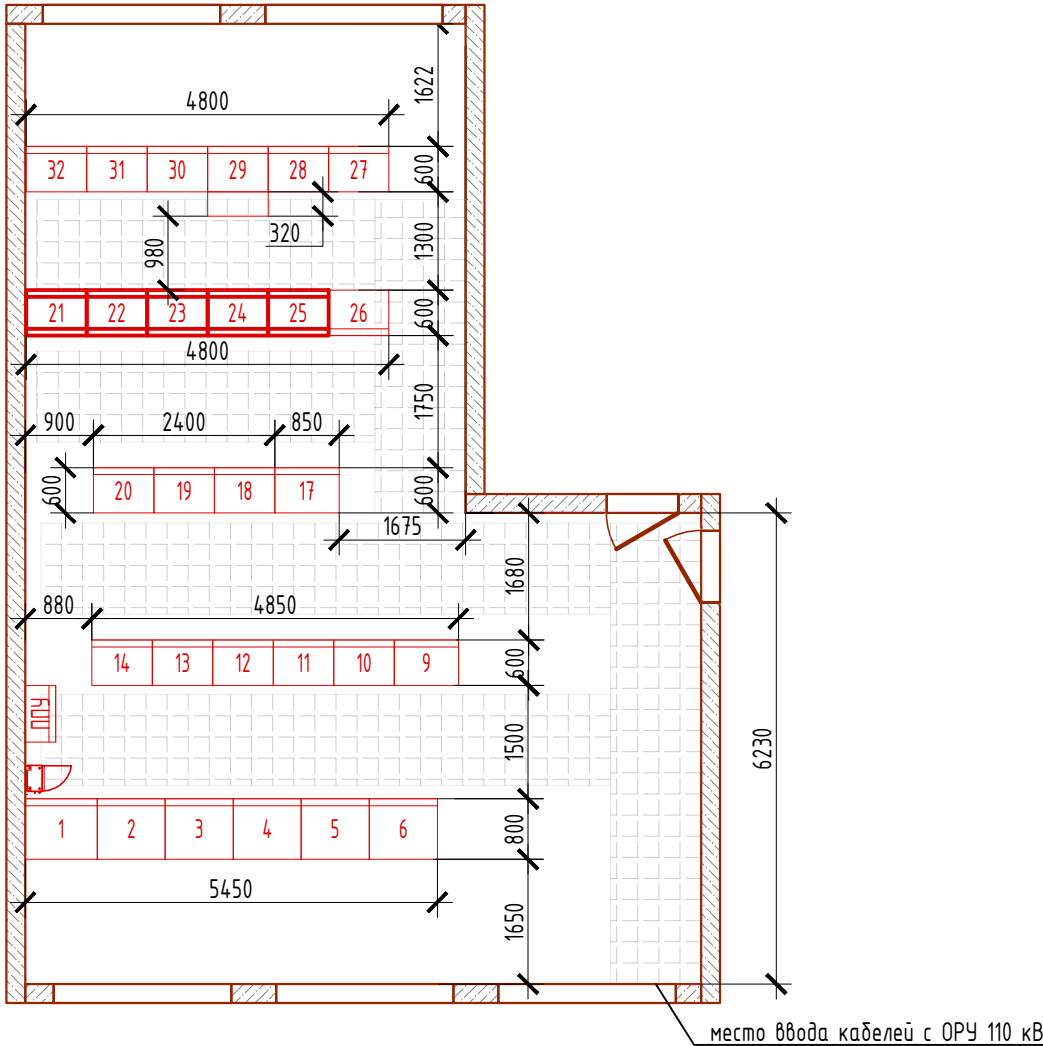


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Общие позиции для 3-х вариантов					
2		Разъединитель РНЗ-110-600-1 горизонтально-поворотный трехполюсный с одним ЭН, ручным приводом ПРНЗ-35М, Уном=110 кВ, Ином=600 А, Iоткл=20 кА, Шинная опора 110 кВ, ШО-110	1		сущ.
3			5		сущ.
Вариант 1					
1		Провод АС-120	*		сущ.
4		Выключатель масляный, МКП-110М-630-20 У1, Уном=110 кВ, Ином=630 А, Iоткл=20 кА, привод ШПЗ-33			
Вариант 2					
1		Провод АС-120, м	25		
5		Блок высокой готовности, в составе:	2		
-		Выключатель элегазовый баковый трехполюсного исполнения, Уном=110 кВ, Ином=2500 А, Iоткл=40 кА, привод пружинный, в комплекте с встроеными трансформаторами тока 110 кВ	1	2750	
-		Забодская металлоконструкция h=2600 мм	1	289	
-		Забодская площадка обслуживания	1	*	
6	ТУ 3449-001-52819896-2010	Зажим аппаратный прессуемый	12	0,19	
Вариант 3					
1		Провод АС-120,м	18		
5		Блок собственной установки выключателя 110 кВ и трех трансформаторов тока 110 кВ, в составе:	1		
5.1		Выключатель 110 кВ элегазовый колонкового типа, трехполюсного исполнения, Уном=110 кВ, Ином=2500 А, Iоткл=40 кА, привод пружинный	1	1696	
5.2		Трансформатор тока однофазный ТГФМ-110, Уном=110 кВ	3	400	
		Забодская металлоконструкция h=3400 мм	1	289	
		Забодская площадка обслуживания	1	*	
6	ТУ 3449-001-52819896-2010	Зажим аппаратный прессуемый	24	0,19	

- Условные обозначения:
- Проектируемые трассы из наземных железобетонных лотков;
- Демонтируемое оборудование и фундаменты.
1. Тонкими линиями показано существующее оборудование и ошиновка.
2. Шафы обогрева и зажимов трансформаторов тока, аппаратные зажимы, заземление оборудования и конструкций условно не показаны. Информация приводится в проектной документации на основании выбранного варианта

						007-24-СТ-ОТР.ГЧ		
						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6		
1	-	Зам.	10-1		10.24	Основные технические решения	Ставя	Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		ОТР	Листов
Разраб.	Окунев				09.24		8	
Провер.	Мелентьев							
						ПС 110 кВ ПС-6. Планы расположения оборудования 110 кВ		
Н. контр.	Буравцева				09.24	ООО ПК "Сила тока" г. Челябинск		
Рук. пр.	Мелентьев				09.24			

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



Условные обозначения:



- кабельный канал;

Примечания:
1. Вновь предусматриваемое оборудование выделено утолщенной линией, существующее - тонкой.

Номер шкафа	НАЗНАЧЕНИЕ	Количество	Примечания
	ОПУ		
1	Панель ОЛ 0,4 кВ №1		
2	Ввод 0,4 кВ ТСН1		
3	СР1, СР2 АВР		
4	Ввод 0,4 кВ ТСН2		
5	Панель ОЛ 0,4 кВ №2		
6	Панель ОЛ 0,4 кВ №3		
9	Дуговая защита	1	
10	Трансформатор 110/6 кВ 1Т	1	
11	ДЗТ 1Т, 2Т	1	
12	Трансформатор 110/6 кВ 2Т	1	
13	РЗТ	1	
17	Трансформатор 110/6 кВ 1Т. Шинные аппараты 6 кВ	1	
18	Линии 110 кВ	1	
19	Трансформатор 110/6 кВ 2Т. Шинные аппараты 6 кВ	1	
20	Трансформатор 20/6 кВ 2Т. Шинные аппараты 6 кВ	1	
21	АЭП 110кВ ГРЭС-1. Дистанционная защита Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-6 - ПС-11. 1 комплект	1	проект.
22	АЭП 110кВ ГРЭС-1. Токовая отсечка. ВЧ-блокировка Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-6 - ПС-11. 2 комплект	1	проект.
23	ЕМВ-110кВ Шкаф АУВ СВ 110 кВ	1	проект.
24	АЭП 110кВ к ПС-5. Токовая отсечка, ВЧ-блокировка Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 1 комплект	1	проект.
25	АЭП 110кВ к ПС-5. Дистанционная защита Шкаф КСЗ ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6 с отпайкой на ПС Омега. 1 комплект	1	проект.
26	Центральная сигнализация	1	
27	ТМ	1	
28	АЧР	1	
29	Навесной шкаф оборудования ТМ	1	
30	ЩПТ. Ввод 1 ВУ	1	
31	ЩПТ. Ввод батареи	1	
32	ЩПТ. Ввод 2 ВУ	1	

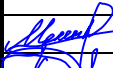
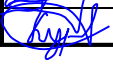
						007-24-СТ-ОТР.ГЧ			
						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Окунева			09.24		ОТР	9	
Провер.		Перевозчиков			09.24				
Н. контр.		Окунева			09.24	ПС 110 кВ ПС-6. План размещения оборудования в помещении ОПУ	ООО ПК "Сила тока"		
Рук. пр.		Мелентьев			09.24				

Таблица 1-Сравнение вариантов реализации замены первичного электротехнического оборудования

Параметр	1 вариант	2 вариант	3 вариант (только для ПС 110 кВ ПС-6)	4 вариант (только для ПС 110 кВ ПС-5)
1 Наименование	Замена существующих ТТ 110 встроенных в ввода выключателей 110 кВ	Замена существующих масляных выключателей 110 кВ на новые выключатели 110 кВ бакового типа с встроенными ТТ 110 кВ	Замена существующих масляных выключателей 110 кВ на новые выключатели колонкового типа с выносными ТТ 110 кВ	Замена существующих масляных выключателей 110 кВ на новые выключатели колонкового типа с выносными ТТ 110 кВ (3 шт) и установкой выносных ТТ (3 шт) за дорогой
2 Оборудование и объемы работ (укрупненно)	ПС 110 кВ ПС-5 - Демонтаж встроенных ТТ-110 кВ - 6 шт; - Встроенные ТТ 110 кВ – 9 шт; - Шкаф зажимов ТТ-110 кВ (ШЗ ТТ)– 1 шт; - Металлический лоток 200х100 мм (спуск кабелей по раме к ж/б лоткам– 10 м. ПС 110 кВ ПС-6 - Демонтаж встроенных ТТ-110 кВ - 12 шт; - Монтаж встроенных ТТ 110 кВ – 15шт; - Шкаф зажимов ТТ-110 кВ (ШЗ ТТ)– 1 шт; Металлический лоток 200х100 мм (спуск кабелей по раме к ж/б лоткам– 10 м.	ПС 110 кВ ПС-5 - Элегазовый выключатель 110 кВ бакового типа со встроенными ТТ 110 кВ по обе стороны от выключателя – 1 шт; - Шкаф зажимов ТТ-110 кВ (ШЗ ТТ)– 1 шт; - Металлоконструкция для установки В 110 кВ – 1 шт; - Площадка обслуживания В 110 кВ – 1 шт; - Буранабивная свая – 4 шт; - Бетонная плита под площадку обслуживания (монтаж на месте) – 1 шт; - Швеллер 12П С245-4 (Рама для установки ШЗ ТТ), L=3 м; - Блок ФБС 9.3.6 (Фундаменты для рамы под ШЗ ТТ)– 2 шт; - Металлический лоток 200х100 мм (спуск кабелей по раме к ж/б лоткам– 10 м; - Демонтаж существующих фундаментов и маслоприемника существующего В 110 кВ; - Демонтаж существующих шкафов: зажимов ТТ 110 кВ, обогрева В 110 кВ, привода В 110 кВ ПС 110 кВ ПС-6 - Элегазовый выключатель 110 кВ бакового типа со встроенными ТТ 110 кВ по обе стороны от выключателя – 1 шт; - Шкаф зажимов ТТ-110 кВ (ШЗ ТТ)– 1 шт; - Металлоконструкция для установки В 110 кВ – 1 шт; - Площадка обслуживания В 110 кВ – 1 шт; - Буранабивная свая – 4 шт;	ПС 110 кВ ПС-6 - Элегазовый выключатель 110 кВ колонкового типа трехполюсного исполнения – 1 шт; - Выносной элегазовый трансформатор тока 110 кВ - 6 шт; - Шкаф зажимов ТТ-110 кВ (ШЗ ТТ)– 1 шт; - Металлоконструкция для совместного размещения оборудования В 110 кВ и ТТ 110 кВ – 1 шт; - Площадка обслуживания В 110 кВ – 1 шт; - Буранабивная свая – 6 шт; - Бетонная плита под площадку обслуживания (монтаж на месте) – 1 шт; - Рама для установки ШЗ ТТ – Швеллер 12П С245-4, L=3 м; - Блок ФБС 9.3.6 (Фундаменты для рамы под ШЗ ТТ)– 2 шт; - Поверхностные железобетонные лотки Л20.5 (ширина 500 длина 2 м) – 20 шт; - Металлический лоток 200х100 мм (спуск кабелей по раме к ж/б лоткам– 10 м; - Демонтаж существующих фундаментов и маслоприемника существующего В 110 кВ; - Демонтаж существующих шкафов: зажимов ТТ 110 кВ, обогрева В 110 кВ, привода В 110 кВ	ПС 110 кВ ПС-5 - Элегазовый выключатель 110 кВ колонкового типа трехполюсного исполнения – 1 шт; - Выносной элегазовый трансформатор тока 110 кВ -6 шт; - Шкаф зажимов ТТ-110 кВ (ШЗ ТТ)– 2 шт; - Металлоконструкция для совместного размещения оборудования В 110 кВ и ТТ 110 кВ – 1 шт; - Металлоконструкция для с размещения оборудования ТТ 110 кВ за дорогой– 1 шт; - Площадка обслуживания В 110 кВ – 1 шт; - Буранабивная свая – 4 шт; - Бетонная плита под площадку обслуживания (монтаж на месте) – 1 шт; - Рама для установки ШЗ ТТ – Швеллер 12П С245-4, L=3 м; - Блок ФБС 9.3.6 (Фундаменты для рамы под ШЗ ТТ)– 2 шт; - Металлический лоток 200х100 мм (спуск кабелей по раме к ж/б лоткам– 10 м; - Демонтаж существующих фундаментов и маслоприемника существующего В 110 кВ, шинных опор 110 кВ; - Демонтаж шинных опор 110 кВ – 3 шт; - Демонтаж существующих шкафов: зажимов ТТ 110 кВ, обогрева В 110 кВ, привода В 110 кВ

Взам. Инвент.

од. и дата

						007-24-СТ-ОТР.П1			
						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал	Перевозчиков				09.24	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Мелентьев				09.24		ОТР	1.1	2
Н. контр	Буравцева				09.24	Сравнение вариантов реализации замены первичного электротехнического оборудования	ООО ПК "Сила тока"		
Рук. пр.	Мелентьев				02.24				

Параметр	1 вариант	2 вариант	3 вариант (только для ПС 110 кВ ПС-6)	4 вариант (только для ПС 110 кВ ПС-5)
		– Бетонная плита под площадку обслужи- вания (монтаж на месте) – 1 шт; – Рама для установки ШЗ ТТ – Швеллер 12П С245-4, L=3 м; – Блок ФБС 9.3.6 (Фундаменты для рамы под ШЗ ТТ)– 2 шт; – Поверхностные железобетонные лотки Л20.5 (ширина 500 длина 2 м) – 20 шт; – Металлический лоток 200х100 мм (спуск кабелей по раме к ж/б лоткам– 10 м; – Демонтаж существующих фундаментов и маслоприемника существующего В 110 кВ; – Демонтаж существующих шкафов: зажи- мов ТТ 110 кВ, обогрева В 110 кВ, при- вода В 110 кВ		
3 Плюсы	Низкая стоимость	Меньшая площадь отчуждаемой территории подстанции, меньший объем требуемых фун- даментных работ при строительстве подстан- ций в сравнении с вариантом 3	Удобство при транспортировке, Меньший объем пусконаладочных работ и меньшая стои- мость в сравнении с вариантом 2	Удобство при транспортировке, Меньший объем пусконаладочных работ и меньшая стоимость в сравнении с вариантом 2
4 Минусы	Масляные выключатели морально и физически устарели: ПС 110 кВ ПС-5 Выключатель МКП-110М-630-20 У1, год выпуска – 1976 г., год ввода в эксплуатацию – 2007 г. ПС 110 кВ ПС-6 Выключатель МКП-110М-630-20 У1, год выпуска – 1976 г., год ввода в эксплуатацию – 1976 г. Велик риск, что при проведении ре- гламентных работ при заменен, та- ких как слив/залив масла могут вы- явиться течи и дефекты, которые потребуют дефицитных деталей, от- сутствующих на сегодняшний день на рынке В штате строительно-монтажной организации должны присутство- вать специалисты с опытом капи- тального ремонта масляных выклю- чателей 110 кВ. Согласно	Большая стоимость в сравнении с вариантом 1 и 2. Баковый выключатель с возможностью уста- новки встроенных ТТ по обестороны полюса выключателя выпускает только один произ- водитель – АО "УЭТМ".	ПС 110 кВ ПС-6 Большая занимаемая площадь в сравнении с вариантом 1 и 2. Снижение расстояния между токоведущими частями раз- ных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой практически до минимально допу- стимой по ПУЭ. Большее количество строительно-монтажных работ. Возможно рассмотреть другую конструкцию опорной ме- таллоконструкции с уменьшением необходимого количе- ства фундаментов	ПС 110 кВ ПС-5 Сохранение однотипности установки ТТ относительно выключателя относительно других присоединений в сравнении с вариантом 1 и 2. Большой объем работ

Параметр	1 вариант	2 вариант	3 вариант (только для ПС 110 кВ ПС-6)	4 вариант (только для ПС 110 кВ ПС-5)
Стоимость основного оборудования	См. таблицу 2 ПС 110 кВ ПС-5 - 334 170,00 руб без НДС ПС 110 кВ ПС-6 - 572 910 ,00 руб без НДС	См. таблицу 3 ПС 110 кВ ПС-5 – 13 510 000,00 руб без НДС ПС 110 кВ ПС-6 – 13 510 000,00 руб без НДС Без учета стоимости опорной металлоконструкции и площадки обслуживания выключателя,ЗИП, заправочного устройства. Получить ТКП с учетом всего перечисленного получить не удалось	См. таблицу4 ПС 110 кВ ПС-6 - 14 019 782,00 руб без НДС С учетом стоимости опорной металлоконструкции, ЗИП, заправочного устройства, шеф монтажа	ПС 110 кВ ПС-5 -14 860 233,00 руб без НДС С учетом стоимости опорной металлоконструкции, ЗИП, заправочного устройства, шеф монтажа

Примечания:

1. Класс точности обмотки для измерения ТТ 110 кВ принят 0,5S в соответствии с требованиями п. 78 Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утверждённых приказом Минэнерго РФ от 15.01.2024 № 6.

Выводы:

1. Рекомендуются вариант №3. С точки зрения повышения надежности, снижения эксплуатационных затрат, так как срок службы элегазового выключателя до первого ремонта - не менее 25 лет с минимальным техническим обслуживанием в межремонтный период, срок службы 40 лет, гарантийный срок 5 лет;

Для сравнения, согласно паспорта на выключатель МКП-110М-630-20 У1 требуется проведение капитального ремонта 1 раз в 6 лет и текущего ремонта 1 раз в 3 года.

						007-24-СТ-ОТР.П1	Лист
							1.3
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		

Таблица 2 – Стоимость основного оборудования по Варианту 1

Оборудование	Кол-во	Цена Ед. без НДС, руб	Стоимость без НДС, руб
1. ПС 110 кВ ПС-5			
1.1. ООО "Электроцит-К", г. Калуга			
1.1.1 ТВ-ЭК-М1-У2 0,5SFS10-10BA-600/5 440х340х45	3	31810	95430
1.1.2 ТВ-ЭК-М1-У2 10PR20-30BA-600/5 540х340х80	6	39790	238740
1.2. ООО "Свердловский завод трансформаторов тока", г. Екатеринбург			
1.2.1 ТВ-110-I-5-600/5 O2 0,5 10-30BA; 540х340х55	3	30000	90000
1.2.2 ТВ-110-IV-1000/5 O2 10PR20-30BA; 540х340х100	6	40000	240000
1.3. ООО "ТД НТЗВ", г. Воронеж			
1.3.1 ТВ-НТЗ-110-01-0.5SFs10-10-600/5 40кА УХЛ2; выводы 1.3м) 340х450х45	3	65500	196500
1.3.2 ТВ-НТЗ-110-01-10PR20-30-1200/5 40кА УХЛ2; выводы 1.3м) 340х450х45	6	66000	396000
ПС 110 кВ ПС-5 Итого по варианту 1 (предложение ООО "Электроцит-К", г. Калуга)			334 170
2. ПС 110 кВ ПС-6			
2.1. ООО "Электроцит-К", г. Калуга			
2.1.1. ТВ-ЭК-М1-У2 0,5SFS10-10BA-600/5 440х340х45	3	31810	95430
2.1.2. ТВ-ЭК-М1-У2 10PR20-30BA-600/5 540х340х80	12	39790	477480
2.2 ООО "Свердловский завод трансформаторов тока", г. Екатеринбург			
2.2.1. ТВ-110-I-5-600/5 O2 0,5 10-30BA; 540х340х55	3	30000	90000
2.2.2. ТВ-110-IV-1000/5 O2 10PR20-30BA; 540х340х100	12	40000	480000
2.3. ООО "ТД НТЗВ", г. Воронеж			
2.3.1. ТВ-НТЗ-110-01-0.5SFs10-10-600/5 40кА УХЛ2; выводы 1.3м) 340х450х45	3	65500	196500
2.3.2. ТВ-НТЗ-110-01-10PR20-30-1200/5 40кА УХЛ2; выводы 1.3м) 340х450х45	12	66000	792000
ПС 110 кВ ПС-6 итого по варианту 1 (предложение ООО "Электроцит-К", г. Калуга)			572 910

и дата

Взам. Инвент.

5

Таблица 3 - Стоимость основного оборудования по Варианту 2

Оборудование	Кол-во	Стоимость без НДС, руб
1. ПС 110 кВ ПС-5		
1.1. АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО « УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ»,г.Екатеринбург Выключатель баковый элегазовый ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500У1 Металлоконструкция для установки оборудования Н=2600мм - НЕТ!!! Площадка обслуживания выключателя-НЕТ!!! Доставка до Заказчика - НЕТ!!! Шеф-монтаж-НЕТ!!!	1	11 480 000,00
1. ПС 110 кВ ПС-6		
1.1. АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО « УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ»,г.Екатеринбург Выключатель баковый элегазовый ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500У1 Металлоконструкция для установки оборудования Н=2600мм - НЕТ!!! Площадка обслуживания выключателя-НЕТ!!! Доставка до Заказчика - НЕТ!!! Шеф-монтаж-НЕТ!!!	1	11 480 000,00

Баковый выключатель с возможностью установки встроенных ТТ по обестороны полюса выключателя выпускает только один производитель – АО "УЭТМ".

Таблица 4 - Стоимость основного оборудования по вариантам 3 и 4

Оборудование	Кол-во	Стоимость без НДС, руб
1. ПС 110 кВ ПС-5 (Варианту 4)		
1.1 ООО «ЭЛЕКТРОН» официальный дилер завода ЗАО «ЗЭТО» , г. Великие Луки Выключатель колонковый элегазовый ВГТ-110.П-40/2000 У1 - 1 шт; Трансформатор тока ТОГФ-110П-0,5S/10PR/10PR/10PR-150-300-600/5 У1, крышка светло-серая – 3 шт; Металлоконструкция для установки оборудования Н=2200мм - ДА. Площадка обслуживания выключателя-Нет. Доставка до Заказчика - ДА. Шеф-монтаж-ДА.	1	14 860 233,00
1.2. АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО « УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ»,г.Екатеринбург Выключатель колонковый элегазовый ВГТ УЭТМ-110-40/3150 УХЛ1-1шт Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110 УХЛ1 - 3 шт Площадка обслуживания выключателя - НЕТ!!! Металлоконструкция для установки оборудования Н=2200мм - НЕТ!!! Доставка до Заказчика - НЕТ. Шеф-монтаж-НЕТ.	1	13 510 000,00

Изм Кол.уч Лист Недок. Подпись Дата

007-24-СТ-ОТР.П1

Лист 1.5

Оборудование	Кол-во	Стоимость без НДС, руб
1.3 АО ВО «Электроаппарат», г. Санкт-Петербург Выключатель колонковый элегазовый ВГП-I 10П*-40/2500 У - 1 шт Трансформатор тока элегазовый ТГФМ-110П У1-6шт Металлоконструкция для установки оборудования Н=2200мм - ДА. Площадка обслуживания выключателя-Нет Доставка до Заказчика - Да!! Шеф-монтаж-ДА	1	14 918 300,00
ПС 110 кВ ПС-5. Итого по варианту 4 (предложение ООО «ЭЛЕКТРОН» официальный дилер завода ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки)	1	14 860 233,00
2. ПС 110 кВ ПС-6 (вариант 3)		
2.1 ООО «ЭЛЕКТРОН» официальный дилер завода ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки Выключатель колонковый элегазовый ВГТ-110.П-40/2000 У1 - 1 шт; Трансформатор тока ТОГФ-110П-0,5S/10PR/10PR-150-300-600/5 У1, крышка светло-серая – 6 шт; Металлоконструкция для установки оборудования Н=2800мм - ДА. Площадка обслуживания выключателя-Нет. Доставка до Заказчика - ДА. Шеф-монтаж-ДА.	1	14 710 250,00
2.2 АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО « УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ»,г.Екатеринбург Выключатель колонковый элегазовый ВГТ УЭТМ-110-40/3150 УХЛ1-1шт Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110 УХЛП - 6 шт Площадка обслуживания выключателя - НЕТ!!! Металлоконструкция для установки оборудования Н=2800мм - НЕТ!!! Доставка до Заказчика - НЕТ!!! Шеф-монтаж- НЕТ!!!	1	14 827 400,00
2.3 АО ВО «Электроаппарат», г. Санкт-Петербург Выключатель колонковый элегазовый ВГП-I 10П*-40/2500 У - 1 шт Трансформатор тока элегазовый ТГФМ-110П У1-6шт Металлоконструкция для установки оборудования Н=2800мм - ДА. Площадка обслуживания выключателя-Нет Доставка до Заказчика - Да Шеф-монтаж-ДА	1	14 827 400,00
ПС 110 кВ ПС-6. Итого по варианту 1 (предложение ООО «ЭЛЕКТРОН» официальный дилер завода ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки)	1	14 710 250,00



Общество с ограниченной ответственностью

«ЭЛЕКТРОН»

ОГРН 1197746347589
ИНН/КПП 7727420191/772701001
117148, г. Москва, ул. Брусилова, д. 33, корп. 1,
этаж 1, помещение IV, комната 2.
Тел. +7 (499) 501-44-51

Исх. № 290/09 от 08 октября 2024 г.

Руководителю
ООО ПК «Сила Тока»

Сообщаю Вам, что ООО «ЭЛЕКТРОН» является официальным дилером завода ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки и имеет эксклюзивное право по обеспечению сбыта продукции и защите интересов завода на территории Республики Крым.

На Ваш запрос сообщаем стоимость высоковольтного оборудования, производства ЗАО «ЗЭТО»:

№	Наименование	Кол-во, шт.	Цена за ед., руб. без НДС	Сумма, руб. без НДС
ПС-5				
1	ВГТ-110.П-40/2000 У1 (эл.дв. универсальный), покрышки светло-серые, доработка привода УСТРОЙСТВО УЧЕТА КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА УЗГ-110 УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ГАЗОВЫМИ СМЕСЯМИ Т2 S16 ТЕЧЕИСКАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗА ШЗН-2-02-УХЛ1 Блок ВТг2 С345 Н=2800мм, с кабельными лотками ТОГФ-110П-0,5S/10PR-150-300-600/5 У1, покрышка светло-серая – 3 шт. ТОГФ-110П-0,5S/10PR-150-300-600/5 У1, покрышка светло-серая – 3 шт. БЛОК Тг Н=3600мм С=345, с кабельными лотками	1	14 860 233,00	14 860 233,00
ПС-6				
2	ВГТ-110.П-40/2000 У1 (эл.дв. универсальный), покрышки светло-серые, доработка привода УСТРОЙСТВО УЧЕТА КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА УЗГ-110 УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ГАЗОВЫМИ СМЕСЯМИ Т2 S16 ТЕЧЕИСКАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗА ШЗН-2-02-УХЛ1 Блок ТВТ С345 Н=2800мм, с кабельными лотками ТОГФ-110П-0,5S/10PR-150-300-600/5 У1, покрышка светло-серая – 6 шт.	1	14 710 250,00	14 710 250,00

ИТОГО, руб. без НДС: 29 570 483,00 руб.
НДС 20%: 5 914 096,60 руб.
ИТОГО, руб. с учетом НДС: 35 484 579,60 руб.

Условия поставки: предложение с учетом упаковки, доставки до респ. Крым и шеф-монтажных работ (1 поездка представителя завода, не более 5 дней на объекте).
Условие оплаты: по согласованию между Сторонами.
Система качества на предприятии сертифицирована в соответствии с требованиями международного стандарта ЕН ИСО 9001-2000.
Имеются все необходимые сертификаты.
Гарантия на оборудование в соответствии с ТУ - 5 лет.
Срок изготовления оборудования: до 150 календарных дней с момента заключения Договора.
Срок действия коммерческого предложения – 01.11.2024 г.

Генеральный директор

Зданюк В.Р.



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ»

Россия, 620017, г.Екатеринбург, ул.Фронтových бригад, 22,
телефон: +7 (343) 324-51-23, факс: +7 (343) 324-58-02, E-mail: vva@uetm.ru, www.uetm.ru

Дата: 11.09.2024 Исх. № 7410-1925 ООО «Сила Тока».
На № _____ от _____ Руководителю организации.

Кас. ТКП на поставку оборудования для нужд
ПС 110 кВ ПС5 и ПС 110 кВ ПС6.

На Ваш запрос направляем технико-коммерческое предложение на поставку оборудования для нужд ПС 110 кВ ПС5 и ПС 110 кВ ПС6.

№ п/п	Наименование	Кол., шт.	Цена ед. руб (Без НДС)	Сумма руб. (Без НДС)
1	Выключатель элегазовый ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500У1	1	11 480 000,00	11 480 000,00
2	Выключатель элегазовый ВГТ-УЭТМ-110-40/3150УХЛ1	1	5 770 000,00	5 770 000,00
3	Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110УХЛ1*	3	1 290 000,00	3 870 000,00
Итого:				21 120 000,00
НДС:				4 224 000,00
Всего:				25 344 000,00

Условия оплаты:
аванс 50% в течение 5 дней с момента выставления счета,
оставшиеся 50% в течение 5 дней после уведомления о готовности к отгрузке.
Отгрузка при условии 100% оплаты.
Срок изготовления оборудования 150-180 дней с момента заключения договора на поставку и получения авансового платежа.
Поставка оборудования на условиях: Доставки до объекта строительства.

Настоящее предложение действительно, при заключении контракта до 30.11.24г.
В случае изменения технических характеристик оборудования, объема поставки и сроков заключения контракта, условия предложения могут быть пересмотрены.

Директор по продажам ВВА

Десев Д.Г.

Исполнитель:
Менеджер по региону
Газизов Евгений Рафаильевич
тел. +7 (343) 324 58 17, gazizov@uetm.ru

с.1/1



Акционерное общество высоковольтного
оборудования «Электроаппарат»
(АО ВО «Электроаппарат»)
ИНН 7801032688; ОГРН 1027800510638

24-я линия В.О., д. 3-7, литер И, офис 1
Санкт-Петербург, 199106, Россия
8 (812) 677-83-83; box@ea.spb.ru
www.elektroapparat.ru

Исх. №ТКП-0836/1-К.Н.-ОП от 07.10.2024г.
На исх. № б/н от 05.10.2024г.

Директору
ООО «ПК «СИЛА ТОКА»
Фадееву Д.В.

ПС 110 кВ №5

Уважаемый Денис Владимирович!
Предлагаем Вашему вниманию следующую продукцию:

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб. без НДС	Стоимость, руб. без НДС
1	Блок ВГП-110+ТГФМ-110 в составе:	3ф к-т	1	9 424 560,00	9 424 560,00
1.1	Выключатель колонковый элегазовый ВГП-110-40/2500 У1 с пружинным приводом				
1.2	Шкаф управления ВГП-110 с устройством учета коммутационного ресурса				
1.3	Трансформатор тока элегазовый ТГФМ-110 У1**				
1.4	Опорная м/к для ВГП-110+ТГФМ-110 (3шт), h=2800мм + площадка обслуживания	3ф к-т	1	4 568 800,00	4 568 800,00
2	Блок ТГФМ-110 в составе:				
2.1	Трансформатор тока элегазовый ТГФМ-110 У1**	усл	1	562 690,00	562 690,00
2.2	Опорная м/к для ТГФМ-110, h=3600мм				
3	Шефмонтаж ВГП-110, ТГФМ-110	усл	1	362 250,00	362 250,00
4	Доставка	усл	1	362 250,00	362 250,00
				ИТОГО, без НДС	14 918 300,00
				НДС, 20%	2 983 660,00
				ИТОГО, с НДС	17 901 960,00

Шефмонтаж указан с учетом 1 (одного) выезда шеф-инженера на объект продолжительностью не более 6 (шести) рабочих дней.
Групповой ЗИП для газотехнологических работ, Элегаз (смесь газов) для первичной заправки входят в стоимость оборудования.
Условия оплаты: 50% предоплата, 50% по уведомлению о готовности оборудования к отгрузке.
Срок изготовления: 6 месяцев с момента подписания договора, получения предоплаты и полного технического согласования.
Условия поставки: DDP, согласно ИНКОТЕРМС-2010, г. Севастополь.
Срок действия ТКП: 30 календарных дней.
Данное предложение не является офертой.

Заместитель коммерческого директора

Лёшкин Е.В.

Исп.: Когут Н.К.
Тел.: +7-927-751-53-35



Система менеджмента качества соответствует
требованиям стандарта ГОСТ Р ИСО 9001-2015.
Сертификат №21.1624.026 выдан Ассоциацией
по сертификации «Русский Регистр» 05.09.2021



Система менеджмента качества соответствует
требованиям стандарта СТО Газпром 9001-2018.
Сертификат ОГН1.RU.1401.K00225 выдан Ассоциацией
по сертификации «Русский Регистр» 28.04.2021



Акционерное общество высоковольтного
оборудования «Электроаппарат»
(АО ВО «Электроаппарат»)
ИНН 7801032688; ОГРН 1027800510638

24-я линия В.О., д. 3-7, литер И, офис 1
Санкт-Петербург, 199106, Россия
8 (812) 677-83-83; box@ea.spb.ru
www.elektroapparat.ru

Исх. №ТКП-0836/1-К.Н.-ОП от 07.10.2024г.
На исх. № б/н от 05.10.2024г.

Директору
ООО «ПК «СИЛА ТОКА»
Фадееву Д.В.

ПС 110 кВ №5

Уважаемый Денис Владимирович!
Предлагаем Вашему вниманию следующую продукцию:

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб. без НДС	Стоимость, руб. без НДС
1	Блок ВГП-110+ТГФМ-110 в составе:	3ф к-т	1	9 424 560,00	9 424 560,00
1.1	Выключатель колонковый элегазовый ВГП-110-40/2500 У1 с пружинным приводом				
1.2	Шкаф управления ВГП-110 с устройством учета коммутационного ресурса				
1.3	Трансформатор тока элегазовый ТГФМ-110 У1**				
1.4	Опорная м/к для ВГП-110+ТГФМ-110 (3шт), h=2800мм + площадка обслуживания	3ф к-т	1	4 568 800,00	4 568 800,00
2	Блок ТГФМ-110 в составе:				
2.1	Трансформатор тока элегазовый ТГФМ-110 У1**	усл	1	562 690,00	562 690,00
2.2	Опорная м/к для ТГФМ-110, h=3600мм				
3	Шефмонтаж ВГП-110, ТГФМ-110	усл	1	362 250,00	362 250,00
4	Доставка	усл	1	362 250,00	362 250,00
				ИТОГО, без НДС	14 918 300,00
				НДС, 20%	2 983 660,00
				ИТОГО, с НДС	17 901 960,00

Шефмонтаж указан с учетом 1 (одного) выезда шеф-инженера на объект продолжительностью не более 6 (шести) рабочих дней.
Групповой ЗИП для газотехнологических работ, Элегаз (смесь газов) для первичной заправки входят в стоимость оборудования.
Условия оплаты: 50% предоплата, 50% по уведомлению о готовности оборудования к отгрузке.
Срок изготовления: 6 месяцев с момента подписания договора, получения предоплаты и полного технического согласования.
Условия поставки: DDP, согласно ИНКОТЕРМС-2010, г. Севастополь.
Срок действия ТКП: 30 календарных дней.
Данное предложение не является офертой.

Заместитель коммерческого директора

Лёшкин Е.В.

Исп.: Когут Н.К.
Тел.: +7-927-751-53-35



Система менеджмента качества соответствует
требованиям стандарта ГОСТ Р ИСО 9001-2015.
Сертификат №21.1624.026 выдан Ассоциацией
по сертификации «Русский Регистр» 05.09.2021



Система менеджмента качества соответствует
требованиям стандарта СТО Газпром 9001-2018.
Сертификат ОГН1.RU.1401.K00225 выдан Ассоциацией
по сертификации «Русский Регистр» 28.04.2021

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.П1



www.kzft.ru

№ 24-1131 от 17.09.2024г.

ООО ПК «Сила тока»

Настоящим подтверждаем возможность изготовления трансформаторов согласно предоставленной заявке. Стоимость трансформаторов составляет:

№ п/п	Наименование	Кол-во, шт.	Стоимость за ед. без НДС, руб.	Общая стоимость без НДС, руб.
1	ТВ-ЭК-М1-У2 0,5FS10-30BA-600/5 440х340х55	1	31810	31810
2	ТВ-ЭК-М1-У2 0,5SFS10-10BA-600/5 440х340х45	1	19309	19309
3	ТВ-ЭК-М1-У2 10PR20-30BA-600/5 540х340х80	1	39790	39790
4	ТВ-ЭК-М1-У2 10PR20-40BA-1000/5 540х340х70	1	38200	38200

Условия поставки: Самовывоз.
Условия оплаты: Первоначальный авансовый платеж – 50%, окончательный расчет после уведомления о готовности оборудования к отгрузке.
Срок изготовления: согласно спецификации.

Игорь Сеница
Tel./fax: +7-495-0110500 доб. 1609
E-mail: siv@tf-el.ru; info@tf-el.ru

249210, Калужская обл., Бабынинский р-н,
п. Бабынино, ул. Советская, 24
Тел./факс: +7 495 0110 500
E-mail: info@tf-el.ru



ООО "ТД НТЗВ", ИНН 7728436821, КПП 772801001, 117246, Москва г, вн.тер.г. муниципальный округ Черемушки, ул Херсонская, д. 43, пом. XIV подземный этаж 1, тел.: +7 (495) 221-52-02

Коммерческое предложение №ТДЕР-003771 от 15.08.24
Подготовлено Дворина Лидия Валерьевна

Кому: ООО ПК "СИЛА ТОКА"

1 Номенклатура, технические характеристики, количество, стоимость Продукции:

№	Товары (работы, услуги)	Кол-во	Ед.	Цена ед-цы без НДС	Стоимость без учета НДС, руб.	Стоимость с учетом НДС, руб.
1	ТВ-НТЗ-110-01-10PR20-30-1200/5 40кА УХЛ2 (выводы 1.3м) 340х540х60	18	шт	66 100,00	1 189 800,00	1 427 760,00
2	ТВ-НТЗ-110-01-0.5Fs10-30-600/5 40кА УХЛ2 (выводы 1.3м) 340х450х65	6	шт	64 000,00	384 000,00	460 800,00
3	ТВ-НТЗ-110-01-0.5SFs10-10-600/5 40кА УХЛ2 (выводы 1.3м) 340х450х45	6	шт	65 500,00	393 000,00	471 600,00

Итого без НДС: 1 966 800,00
НДС: 393 360,00
Всего к оплате: 2 360 160,00

Всего наименований 3, на сумму 2 360 160,00 руб.
Два миллиона триста шестьдесят тысяч сто шестьдесят рублей 00 копеек

- 2 Условия оплаты: 50% предоплата; 50% по готовности к отгрузке
3 Срок поставки: Обсуждается дополнительно
4 Условия поставки: EXW г. Великий Новгород

Указанные цены, скидки, сроки поставки действительны до 29.08.24

Руководитель отдела по работе с проектами  Дворина Л.В.

и дата
Взам. Инвент.

Изм	Кол.уч	Лист	Нодок.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.П1



620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, 25
Тел.: 8-800-201-03-77,
+7-343-234-31-04
Факс: +7-343-212-52-55
www.cztz.ru эл.почта: cztz@cztz.ru



Исх. № 43388 от 15.08.2024

ООО ПК "Сила тока"

Коммерческое предложение

Уважаемые коллеги!

На Ваш запрос предлагаем рассмотреть следующую продукцию:

№	Товары (работы, услуги)	Количество	Цена	Ставка НДС	Сумма НДС	Сумма
1	ТВ-110-IV-1000/5 О2 10PR20-30ВА; 540х340х100	1 шт	40 000.00	20%	8 000.00	48 000.00
2	ТВ-110-IV-1000/5 О2 10PR20-40ВА; 540х340х100	1 шт	40 000.00	20%	8 000.00	48 000.00

Итого: 80 000,00 руб.
НДС (20%) 16 000,00 руб.
Всего с НДС: 96 000,00 руб.

Всего наименований 2, на сумму 96 000,00 руб.

Девяносто шесть тысяч рублей 00 копеек

Срок действия коммерческого предложения 10 календарных дней.

Окончательные цена на продукцию и сроки поставки согласовываются изготовителем на момент размещения заказа в производство.

Коммерческое предложение выставлено без учета транспортных расходов.

Изготовление ориентировочно в течение 60 рабочих дней после поступления 100% предоплаты.

Расчетные сопротивления: R2 (75°C) - 0,25 Ом; X2 - 0,1 Ом

Настоящее предложение действительно до 26 августа 2024 г.

Надеемся на дальнейшее плодотворное сотрудничество.

Менеджер
ОПТ

подпись



Ганиева Н. В.

расшифровка

Телефон менеджера: +7 (343) 379-38-19, доб. 1248

Начальник ОПТ

подпись

Смирнов А. С.

расшифровка

Телефоны отдела ОПТ: (343) 379-38-19, 234-31-02, 234-31-03 marketing@cztz.ru http://www.cztz.ru

ИНН 6658017928, КПП 665801001, ОКПО 05755522, ОКВЭД 27.11.1 Банковские реквизиты: р/с 40702810516020104231 в Уральский банк ПАО Сбербанк, г. Екатеринбург, БИК 046577674, к/с 30101810500000000674
Адрес банка: 620014, г. Екатеринбург, ул. Малышева, 31в, Свердловское отделение №7003 ПАО Сбербанк



620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, 25
Тел.: 8-800-201-03-77,
+7-343-234-31-04
Факс: +7-343-212-52-55
www.cztz.ru эл.почта: cztz@cztz.ru



Исх. № 43670 от 22.08.2024

ООО ПК "Сила тока"

Коммерческое предложение

Уважаемые коллеги!

На Ваш запрос предлагаем рассмотреть следующую продукцию:

№	Товары (работы, услуги)	Количество	Цена	Ставка НДС	Сумма НДС	Сумма
1	ТВ-110-I-5-600/5 О2 0,5 10-30ВА; 540х340х55	6 шт	30 000.00	20%	36 000.00	216 000.00
2	ТВ-110-I-5-600/5 О2 0,5S10-10ВА; 540х340х40	6 шт	20 000.00	20%	24 000.00	144 000.00

Итого: 300 000,00 руб.
НДС (20%) 60 000,00 руб.
Всего с НДС: 360 000,00 руб.

Всего наименований 2, на сумму 360 000,00 руб.

Триста шестьдесят тысяч рублей 00 копеек

Срок действия коммерческого предложения 10 календарных дней.

Окончательные цена на продукцию и сроки поставки согласовываются изготовителем на момент размещения заказа в производство.

Коммерческое предложение выставлено без учета транспортных расходов.

Изготовление ориентировочно в течение 60 рабочих дней после поступления 100% предоплаты.

Настоящее предложение действительно до 2 сентября 2024 г.

Надеемся на дальнейшее плодотворное сотрудничество.

Менеджер
ОПТ

подпись



Ганиева Н. В.

расшифровка

Телефон менеджера: +7 (343) 379-38-19, доб. 1248

Начальник ОПТ

подпись

Смирнов А. С.

расшифровка

Телефоны отдела ОПТ: (343) 379-38-19, 234-31-02, 234-31-03 marketing@cztz.ru http://www.cztz.ru

ИНН 6658017928, КПП 665801001, ОКПО 05755522, ОКВЭД 27.11.1 Банковские реквизиты: р/с 40702810516020104231 в Уральский банк ПАО Сбербанк, г. Екатеринбург, БИК 046577674, к/с 30101810500000000674
Адрес банка: 620014, г. Екатеринбург, ул. Малышева, 31в, Свердловское отделение №7003 ПАО Сбербанк

Изм	Кол.уч	Лист	Нодок.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.П1

Лист

1.10

ООО "ТД НТЗВ", ИНН 7728436821, КПП 772801001, 117246, Москва г, вн.тер.г. муниципальный округ Черемушки, ул Херсонская, д. 43, пом. XIV подземный этаж 1, тел.: +7 (495) 221-52-02

Коммерческое предложение №ТДЕР-003771 от 15.08.24
Подготовлено Дворина Лидия Валерьевна

Кому: ООО ПК "СИЛА ТОКА"

1 Номенклатура, технические характеристики, количество, стоимость Продукции:

№	Товары (работы, услуги)	Кол-во	Ед.	Цена ед-цы без НДС	Стоимость без учета НДС, руб.	Стоимость с учетом НДС, руб.
1	ТВ-НТЗ-110-01-10PR20-30-1200/5 40кА УХЛ2 (выводы 1.3м) 340х540х60	18	штг	66 100,00	1 189 800,00	1 427 760,00
2	ТВ-НТЗ-110-01-0.5Fs10-30-600/5 40кА УХЛ2 (выводы 1.3м) 340х450х65	6	штг	64 000,00	384 000,00	460 800,00
3	ТВ-НТЗ-110-01-0.5SFs10-10-600/5 40кА УХЛ2 (выводы 1.3м) 340х450х45	6	штг	65 500,00	393 000,00	471 600,00

Итого без НДС: 1 966 800,00
НДС: 393 360,00
Всего к оплате: 2 360 160,00

Всего наименований 3, на сумму 2 360 160,00 руб.
Два миллиона триста шестьдесят тысяч сто шестьдесят рублей 00 копеек

- 2 Условия оплаты: 50% предоплата; 50% по готовности к отгрузке
3 Срок поставки: Обсуждается дополнительно
4 Условия поставки: EXW г. Великий Новгород

Указанные цены, скидки, сроки поставки действительны до 29.08.24

Руководитель отдела по работе с проектами

Дворина Л.В.

Результаты расчета нагрузки вторичных цепей существующих ТН на ПС 110 к ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6

Расчет нагрузки вторичных цепей ТН ПС 110 кВ ПС-5																		
№ п/п	Обозначение ТН на схеме	Тип приборов в измерительных цепях ТН	шт.	Сприб на фазу по паспортным данным	Нагрузка измерительных цепей ТН								Расчет нагрузки наиболее нагруженной фазы	Sn, ВА	Sn> Snф	Snф> Sn*0,25		
					Сф, ВА	Sab, ВА	Sbc, ВА	Sac, ВА	Сумма Sab, ВА	Сумма Sbc, ВА	Сумма Sac, ВА	S1, ВА					S2, ВА	Snф, ВА
1	ТН-2 110 кВ	Обмотка "звезда" для измерений																
		ЭПЗ-1636-67	2	37,00	74,00				16,00	16,00	0,00	16,00	16,00	175,50	400	Да	Да	
		ЭПЗ-1643-69	2	40,00	80,00													
		Д-335	2	4,00		8,00	8,00											
		Д-335/1	2	4,00		8,00	8,00											
		Е855	1	4,00	4,00													
		КСЗ 1к	1	0,50	0,50													
		ИП	2	0,50	0,50													
		КСЗ и АУВ 2к	1	0,50	0,50													
		Режим резервирования							32,00	32,00	0,00	32,00	32,00	272,50	400	Да	Да	
		Обмотка разомкнутого треугольника																
		КСЗ 1к	1	0,50	0,50									151,00	1200	Да		
		КСЗ и АУВ 2к	1	0,50	0,50													
ЭПЗ-1636-67	2	75,00	150,00															
Режим резервирования												226,00	1200	Да				
2	ТН-1 110 кВ	Обмотка "звезда" для измерений																
		ЭПЗ-1636-67	1	37,00	37,00				16,00	16,00	0,00	16,00	16,00	97,00	400	Да	Нет	
		ЭПЗ-1643-69	1	40,00	40,00													
		Д-335	2	4,00		8,00	8,00											
		Д-335/1	2	4,00		8,00	8,00											
		Е855	1	4,00	4,00													
		Режим резервирования							32,00	32,00	0,00	32,00	32,00	272,50	400	Да	Да	
		Обмотка разомкнутого треугольника																
		ЭПЗ-1636-67	1	75,00	75,00									75,00	1200	Да		
		Режим резервирования												226,00	1200	Да		

Расчет нагрузки вторичных цепей ТН ПС 110 кВ ПС-6																	
№ п/п	Обозначени е ТН на схеме	Тип приборов в измерительных цепях ТН	шт.	Сприб на фазу по паспорт ным данным	Нагрузка измерительных цепей ТН										Расчет нагрузки наиболее нагруженной фазы	Сн, ВА	Сн> Снф
					Сф, ВА	Sab, ВА	Sbc, ВА	Sac, ВА	Сумма Sab, ВА	Сумма Sbc, ВА	Сумма Sac, ВА	S1, ВА	S2, ВА	Снф, ВА			
1	ТН-2 110 кВ	Обмотка "звезда" для измерений															
		ПЗ-2/2	1	45,00	45,00				1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	64,50	400	Да	
		ИП	2	0,50		0,50	0,50										
		ИП	2	0,50		0,50	0,50										
		Е855	1	4,00	4,00												
		ЭЗ77	1	2,00	2,00												
		КСЗ 1к	2	0,50	1,00												
		КСЗ 2к	2	0,50	1,00												
		АУВ СВ 110 кВ	1	0,50	0,50												
		Парма АЧР-12	2	5,00	10,00												
		Обмотка разомкнутого треугольника															
		КСЗ 1к	2	0,50	1,00								2,50	1200	Да		
		КСЗ 2к	2	0,50	1,00												
		АУВ СВ 110 кВ	1	0,50	0,50												

Вывод:
При подключении к существующим ТН 110 кВ новых МП терминалов КСЗ ВЛ 110 кВ взамен существующих комплектов защит нагрузка ТН 110 кВ остается в пределах класса точности 0,5.

Содержание

1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ	2
2 ПРОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ПИТАЮЩИХ ВЛ 110 КВ.....	2
2.1 Введение	2
2.2 Расчет уставок МТО	2
2.3 Расчет уставок ТНЗНП.....	2
2.4 Расчет уставок ДЗ	5

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

1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ

Исходными данными для разработки документации являются:
- Техническое задание на проектирование объектов ООО «Севастопольэнерго» по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

2 ПРОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ПИТАЮЩИХ ВЛ 110 КВ.

2.1 Введение

В соответствии с п.3.1 технического задания на проектирование по титулу «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6», выполняется замена существующих устаревших устройств РЗ и А на электромеханической элементной базе на микропроцессорные устройства.
В связи с отсутствием актуальной расчетной модели пересчет уставок МТО, ТНЗНП, ДЗ для вновь устанавливаемого микропроцессорного оборудования невозможен.
Данным томом выполнен расчет РНМНП и БК, и выполнена адаптация существующих рабочих уставок МТО, ТНЗНП, ДЗ для вновь устанавливаемого оборудования.

2.2 Расчет уставок МТО

Параметры срабатывания междуфазной токовой отсечки взяты из существующих уставок РЗиА ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 для соответствующего присоединения (см. приложение А).
Параметры срабатывания функции МТО сведены в таблицу 5.

Таблица 1-Параметры срабатывания защиты МТО

Присоединение	Iсз, А	Iср, А	T, с
ПС 110 кВ ПС-6			
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	2000	16,6	0
ВЛ 110 кВ Пс-6-ПС-11	2000	16,6	0
ПС 110 кВ ПС-5			
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	2500	20,8	0

2.3 Расчет уставок ТНЗНП

Параметры срабатывания ТНЗНП взяты из существующих уставок РЗиА ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 для соответствующего присоединения (см. приложение А).
Параметры срабатывания функции ТНЗНП сведены в таблицу 6.
Так как V, VI, VII, VIII ст. ТНЗНП не будет использоваться, то они будут выведены из работы максимальными уставками по току и времени срабатывания защиты, а также программными накладками.

Таблица 2-Параметры срабатывания защиты ТНЗНП

Согласовано							007-24-СТ-ОТР.PP2	Лист 2
Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			

Присоединение	Степень	ICЗ, А	ICP, А	Время срабатывания защиты, с	Время срабатывания защиты при автоматическом ускорении, с	Время срабатывания защиты при оперативном ускорении, с
ПС 110 кВ ПС-6						
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	I	2700	24,5	0,01	—	—
	II	1650	13,75	0,5	—	—
	III	600	5,0	2,5	—	0,1
	IV	250	2,08	4,0	—	—
ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11	I	1600	13,3	0,01	—	—
	II	680	5,7	0,5	—	—
	III	200	1,7	2,0	—	0,1
	IV	100	0,83	3,0	—	—
ПС 110 кВ ПС-5						
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	I	1650	13,75	0,0	—	—
	II	700	5,83	0,6	—	—
	III	220	1,83	2,5	—	0,1
	IV	110	0,92	3,5	—	—

Расчёт уставок разрешающего РНМНП

Расчёт первичного тока срабатывания для ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11 по условию отстройки от суммарного тока небаланса нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме, А,

$$I_{0 \text{ СЗ.РАЗР}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot (I_{0 \text{ НБ}} + 3I_{0 \text{ НР}})}{k_{\text{В}}} = \frac{1,25 \cdot (25,5 + 10,2)}{0,9} = 49,58, \quad (1)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, о.е.;

$k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, о.е.;

$3I_{0 \text{ НР}}$ – утроенный первичный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе, рассчитанный по формуле (2), А;

$I_{0 \text{ НБ}}$ – первичный ток небаланса защищаемой линии в максимальном нагрузочном режиме, рассчитанный по формуле (3), А.

Расчёт утроенного первичного тока нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе, А,

$$3I_{0 \text{ НР}} = 0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,02 \cdot 510 = 10,2, \quad (2)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток нагрузки, протекающий по линии ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11, А.

Расчёт первичного тока небаланса защищаемой линии в максимальном нагрузочном режиме, А,

$$I_{0 \text{ НБ}} = 0,05 \cdot I_{\text{НАГР МАКС}} = 0,05 \cdot 510 = 25,5, \quad (3)$$

где $I_{\text{НАГР МАКС}}$ – максимальный ток нагрузки, протекающий по линии ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11, А.

Расчёт вторичного тока срабатывания, А:

$$I_{0 \text{ СР.РАЗР}} = \frac{I_{0 \text{ СЗ.РАЗР}} \cdot k_{\text{СХ}}}{K_I} = \frac{49,58 \cdot 1}{600/5} = 0,19 \quad (4)$$

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.РР2	Лист
							3

где K_I – коэффициент трансформации трансформаторов тока, о.е.;
 $I_{0 \text{ СЗ.РАЗР}}$ – первичный ток срабатывания, А;
 $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, о.е.

Расчёт первичного напряжения срабатывания разрешающего РНМНП для ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11 по условию отстройки от напряжения небаланса и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме, В,

$$U_{0 \text{ СЗ.РАЗР}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot \left(\frac{U_{0 \text{ НБ}} \cdot K_U}{k_{\text{СХ}}} + 3U_{0 \text{ НР}} \right) = \frac{1,25}{0,9} \cdot \left(\frac{1,7 \cdot 1100}{\sqrt{3}} + 0 \right) = 1500,0, \quad (5)$$

где $k_{\text{отс}}$ – то же, что и в формуле (1);

k_B – то же, что и в формуле (1);

$U_{0 \text{ НБ}}$ – вторичное напряжение небаланса нулевой последовательности на реле в рассматриваемом режиме, определяемое погрешностью измерения ТН, В;

$k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, о.е.;

$3U_{0 \text{ НР}}$ – утроенное первичное напряжение нулевой последовательности, обусловленное несимметрией в первичной сети, В;

n_U – коэффициент трансформации ТН (Y/Y), о.е.

Расчёт вторичного напряжения срабатывания разрешающего РНМНП для ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11, В,

$$U_{0 \text{ СР.РАЗР}} = \frac{U_{0 \text{ СЗ.РАЗР}}}{K_U} = \frac{1500}{635} = 2,4, \quad (6)$$

где K_U – то же, что и в формуле (5);

$U_{0 \text{ СЗ.РАЗР}}$ – первичное напряжение срабатывания, В.

Коэффициент выноса (смещения) точки подключения ТН в сторону линии на величину сопротивления смещения равен 0.

Расчёт уставок блокирующего РНМНП

Расчёт вторичного тока срабатывания блокирующего РНМНП для ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11, А:

$$I_{0 \text{ СР.БЛ}} \leq \frac{I_{\text{СР}}^{\text{IV}}}{k_{\text{отс}}} = \frac{0,83}{1,2} = 0,7, \quad (7)$$

где $I_{\text{СР}}^{\text{IV}}$ – ток срабатывания реле IV ст. ТНЗНП ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11, А.

Так как данную уставку невозможно выставить, то принимаем значение чувствительного реле равной 2,5 А.

Уставка блокирующего РНМНП по напряжению $U_{0 \text{ СР.БЛ}}$ срабатывания выбирается так же, как и для разрешающего РНМНП, и равняется 2,4 В.

Параметры срабатывания РНМНП для остальных присоединений, выполняются по аналогичным формулам и сводятся в таблицу 7.

Таблица 3-Параметры срабатывания РНМНП

Присоединение	ICЗ РАЗР, А	ICP РАЗР, А	UCЗ РАЗР, В	UCP РАЗР, В	ICЗ БЛ, А	ICP БЛ, А	UCЗ БЛ, В	UCP БЛ, В
ПС 110 кВ ПС-6								
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	49,58	0,41	1500	2,4	500	2,5	1500	2,4
ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11	49,58	0,41	1500	2,4	500	2,5	1500	2,4

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.РР2	Лист
							4

ПС 110 кВ ПС-5

ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	49,58	0,41	1500	2,4	500	2,5	1500	2,4
--	-------	------	------	-----	-----	-----	------	-----

2.4 Расчет уставок ДЗ

Параметры срабатывания ДЗ взяты из существующих уставок РЗА ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 для соответствующего присоединения (см. приложение А).

Параметры срабатывания функции ДЗ сведены в таблицу 8.

Так как I ст. ДЗ на землю и IV, V ст. ДЗ не будут использоваться, то они будут выведены из работы минимальными уставками по сопротивлению и максимальными уставками по времени срабатывания защиты, а также программными накладками.

Таблица 4-Параметры срабатывания защиты ДЗ

Присоединение	Степень	ZCЗ, Ом	ZCP, Ом	Время срабатывания защиты, с	Время срабатывания защиты при автоматическом ускорении, с	Время срабатывания защиты при операционном ускорении, с
ПС 110 кВ ПС-6						
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	I	5	0,54	0	—	—
	II	10	1,09	0,5	0,1	—
	III	25	2,73	2,0	—	—
ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11	I	4,8	0,52	0	—	—
	II	20	2,18	0,5	0,1	—
	III	35	3,82	2,0	—	—
ПС 110 кВ ПС-5						
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	I	2,5		0	—	—
	II	18		0,6	0,1	—
	III	30		2,5	—	—

Расчёт блокировки ДЗ при качаниях по приращению тока

Расчёт вторичного тока срабатывания для ВЛ 110 кВ.

Расчёт уставки чувствительного реле блокировки при качаниях по приращению тока обратной последовательности, А,

$$DI_{2 \text{ чув.БК}} = \frac{0,029 \cdot I_{\text{РАБ МАКС}}}{K_I} = \frac{0,029 \cdot 510}{600/5} = 0,12, \quad (8)$$

где K_I – то же, что и в формуле (4);

$I_{\text{РАБ МАКС}}$ – первичный ток трансформатора тока, А.

Расчёт уставки чувствительного реле по приращению тока прямой последовательности, А,

$$DI_{1 \text{ чув.БК}} = k_{\text{отс}} \cdot DI_{2 \text{ чув.БК}} = 4 \cdot 0,12 = 0,48, \quad (9)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, о.е.;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	007-24-СТ-ОТР.РР2	Лист
							5

$DI_{2\text{ чув.БК}}$ – ток чувствительного реле блокировки при качаниях по приращению тока обратной последовательности, рассчитанный по формуле (8), А.

Расчёт уставок грубых реле по приращению тока обратной и прямой последовательности, А,

$DI_{2\text{ ГРУБ.БК}} = 2 \cdot DI_{2\text{ чув.БК}} = 3 \cdot 0,12 = 0,36,$ (10)

$DI_{1\text{ ГРУБ.БК}} = 2 \cdot DI_{1\text{ чув.БК}} = 3 \cdot 0,48 = 1,44,$ (11)

где $DI_{2\text{ чув.БК}}$ – то же, что и в формуле (8);

$DI_{1\text{ чув.БК}}$ – ток чувствительного реле блокировки при качаниях по приращению тока прямой последовательности, рассчитанный по формуле (9), А.

Таблица 5-Уставки блокировки ДЗ при качаниях по приращению тока

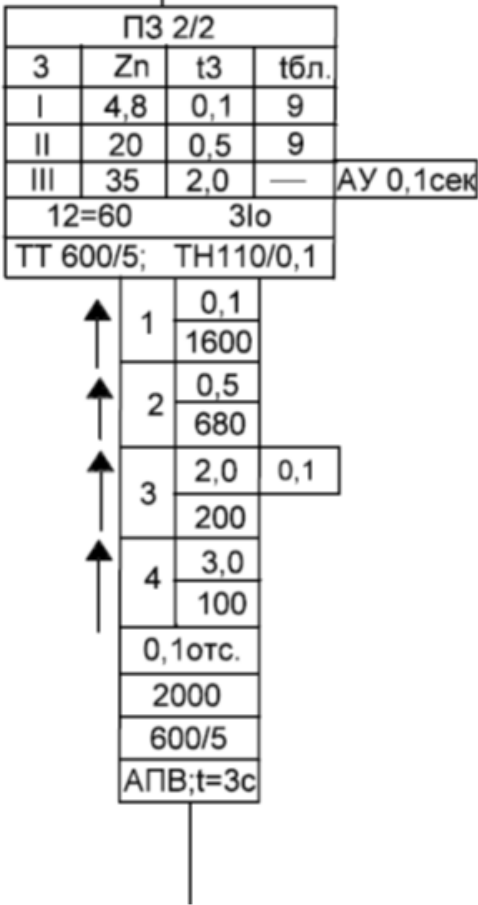
Присоединение	DI2ЧУВ.БК, А	DI2ГРУБ.БК, А	DI1ЧУВ.БК, А	DI1ГРУБ.БК, А
ПС 110 кВ ПС-6				
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	0,12	0,36	0,48	1,44
ВЛ 110 кВ ПС-6-ПС-11	0,12	0,36	0,48	1,44
ПС 110 кВ ПС-5				
ВЛ 110 кВ ПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега 6 (С-810)	0,12	0,36	0,48	1,44

Время ввода быстродействующих ступеней от ПО ДИБЛ равняется 0,5 с.
Время ввода быстродействующих ступеней от ПО DIOT равняется 0,5 с.
Время ввода медленнодействующих ступеней от ПО DI равняется 9 с.

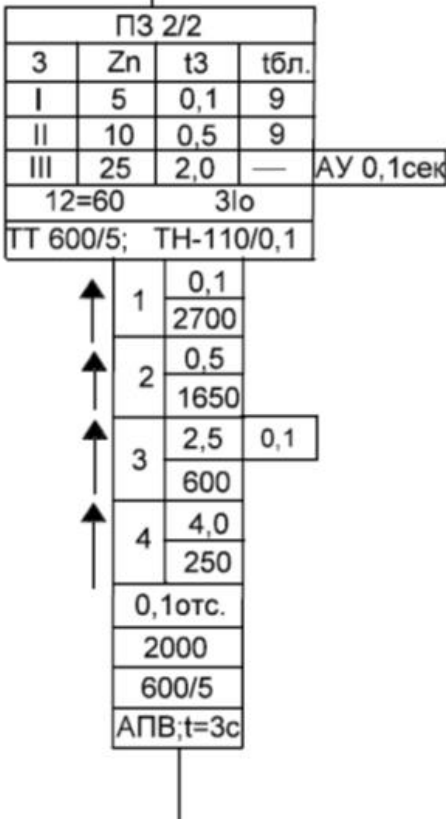
Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

Существующие установки ПС 110 кВ ПС-6

ВЛ110кВПС-6-ПС-11



ВЛ110кВПС-5-ПС-6 с отпайкой на ПС Омега



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

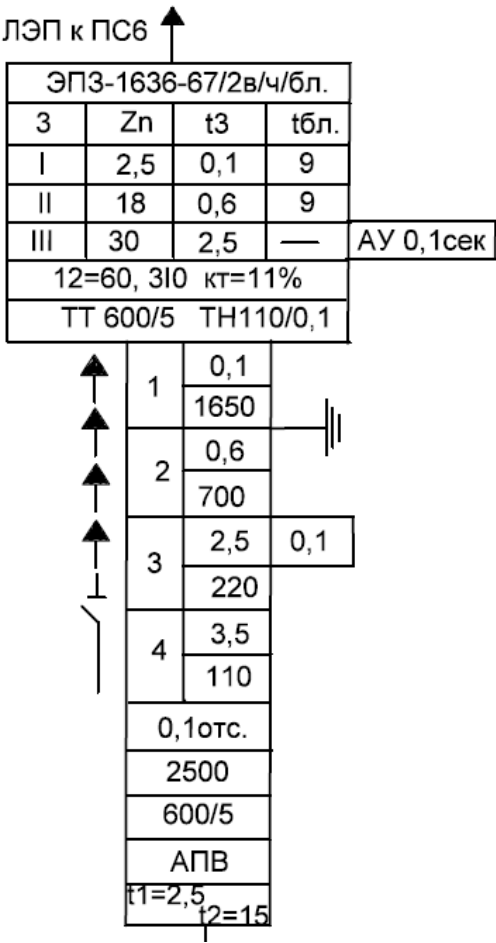
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.РР2

Лист

7

Существующие установки ПС 110 кВ ПС-5



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

Лист регистрации изменений

[illegible]

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

Таблица 1-Расчёт постоянной нагрузки и нагрузки в режиме срабатывания РЗА

Название потребителя	Количество		Постоянный режим		Режим срабатывания		Суммарный ток	
	Общее	Сраб.	Р, Вт	I, А	Р, Вт	I, А	Irза (ожида-ние), А	Σ Исраб. (сраб.), А
До реконструкции								
ПС-5								
ОПУ. Панель 10. ЭПЗ 1643-69 У4.2 ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6	1	1	50	0,23	100	0,45	0,227	0,455
ОПУ. Панель 11. ЭПЗ 1636-67/2 ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6	1	1	130	0,59	390	1,77	0,591	1,773
ОПУ. Панель 12. Автоматика МВ 110 кВ ПС-6	1	1	12	0,05	81,4	0,37	0,055	0,370
Итого							0,873	2,597
ПС-6								
ОПУ. Панель 22. ЭПЗ 627-65. ВЧ защита ВЛ-110 ПС-11	1	1	50	0,23	120	0,55	0,227	0,545
ОПУ. Панель 21. ПЗ-2/2. Дистанционная защита ВЛ-110 ПС-11	1	1	130	0,59	390	1,77	0,591	1,773
ОПУ. Панель 25. ПЗ-2/2. Дистанционная защита ВЛ-110 ПС-5	1	1	130	0,59	390	1,77	0,591	1,773
ОПУ. Панель 24. ЭПЗ 627-65. ВЧ защита ВЛ-110 ПС-5	1	1	50	0,23	120	0,55	0,227	0,545
ОПУ. Панель 23. АУВ СМВ-110 кВ	1	1	12	0,05	81,4	0,37	0,055	0,370
Итого							1,691	5,006
После реконструкции								
ПС-5								
ОПУ. Панель 10. Ш2600 06.564. КСЗ 1к. ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6	1	1	20	0,09	30	0,14	0,091	0,136
ОПУ. Панель 11. Ш2600 06.560. КСЗ 2к. + АУВ ВЛ 110 кВ ПС-5 - ПС-6	1	1	20	0,09	30	0,14	0,091	0,136
Итого							0,182	0,273
ПС-6								
ОПУ. Панель 22. Ш2600 06.564. КСЗ 1к. ВЛ-110 ПС-11	1	1	20	0,09	30	0,14	0,091	0,136
ОПУ. Панель 21. Ш2600 06.564. КСЗ 2к. ВЛ-110 ПС-11	1	1	20	0,09	30	0,14	0,091	0,136
ОПУ. Панель 25. Ш2600 06.564. КСЗ 1к. ВЛ-110 ПС-5	1	1	20	0,09	30	0,14	0,091	0,136
ОПУ. Панель 24. Ш2600 06.564. КСЗ 2к. ВЛ-110 ПС-5	1	1	20	0,09	30	0,14	0,091	0,136
ОПУ. Панель 23. Ш2600 06.569. АУВ СМВ-110 кВ	1	1	20	0,09	30	0,14	0,091	0,136
Итого							0,455	0,682

Выводы: Нагрузка на АБ уменьшилась. Необходимость в замене оборудования оперативного постоянного тока отсутствует

Инв. № подл.Под. и датаВзам. Инвент.

						007-24-СТ-ОТР.РРЗ				
						Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов	
Разработал		Перевозчиков			09.24		ОТР	1		
Проверил		Мелентьев			09.24					
						Анализ изменения нагрузки в сети постоянного оперативного тока	ООО ПК "Сила тока"			
Н. контр		Буравцева			09.24					
Рук. пр.		Мелентьев			02.24					

1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ	2
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ КВСТРАИВАЕМЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ДЛЯ ВАРИАНТА 2).....	2
3 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМ ЭЛЕГАЗОВЫМ БАКОВЫМ НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ДЛЯ ВАРИАНТА 2).....	6
4 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМ ЭЛЕГАЗОВЫМ КОЛОНКОВЫМ НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ВАРИАНТ 3).....	13
5 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА ЭЛЕГАЗОВЫМ НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ВАРИАНТ 3).....	19

Согласовано							007-24-СТ-ОТР.ТТ1			
Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.							Основные технические решения. Технические требования к основному электротехническому оборудованию 110 кВ	Стадия	Лист	Листов
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		ОТР	1	25
	Разраб.		Перевозчиков			09.24				
	Проверил		Мелентьев			09.24				
	Н.контроль		Буравцева			09.24				
	Рук.пр.		Мелентьев			09.24				



ООО ПК
"Сила тока"

1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ

Исходными данными для разработки документации являются:
- Техническое задание на проектирование объектов ООО «Севастопольэнерго» по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВСТРАИВАЕМЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ДЛЯ ВАРИАНТА 1)

Для реконструкции по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

Количество:
ПС 110 кВ ПС-5 – 9 шт (6 шт класса точности 10PR, 3 шт класса точности 0,5S).
ПС 110 кВ ПС-6 – 15 шт (12 шт класса точности 10PR, 3 шт класса точности 0,5S).

Срок поставки: *
Заказчик: ООО «Севастопольэнерго».
Адрес объекта: г. Севастополь

Таблица 1-Технические требования к встраиваемым трансформаторам тока на номинальное напряжение 110 кВ

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры:			
1.	Изготовитель	Российская Федерация	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Номинальное напряжение, кВ	110	
4.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный ток первичной обмотки, А	600	
7.	Допустимая перегрузка по первичному току, при кото- ром сохраняется заявленный класс точности для измери- тельных обмоток, при температуре окружающего воз- духа до + 40°С, %	20	
8.	Ток термической стойкости при длительности 1 с, не менее, кА	20	
9.	Ток электродинамической стойкости, кА, не менее	80	
10.	Номинальный вторичный ток, А	5	
11.	Параметры вторичных обмоток (перед изготовлением в обязательном порядке согласовать с проектной органи- зацией).		
12.	Измерения Класс точности, % Номинальная нагрузка, ВА Коэффициент безопасности приборов обмотки(К _{Бном}), не более	0,5S	
		15	
		10	

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

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
13.	Защита Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность(Кном), не менее	10PR 30 20	
14.	Необходимость поверки класса точности обмотки для учета в процессе эксплуатации, (да, нет)	Да	
	Климатическое исполнение и стойкость к воздей- ствующим климатическим факторам по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89:		
15.	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория разме- щения по ГОСТ 15150-69	У2	
16.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
17.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-45	
	Массо-габаритные показатели:		
18.	Габаритные размеры, диаметр наружный/внутрен- ний/толщина, не более, мм!!!	540x340x80	
19.	Масса трансформатора тока /транспортная, кг	*/*	
	Требования по надежности:		
20.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	
21.	Срок службы до списания, лет	30	
22.	Интервал между поверками, не менее (лет)	8	
	Гарантии изготовителя:		
23.	Гарантийный срок эксплуатации, месяцев, не менее	36	
	Требования по безопасности:		
24.	Номер и дата выдачи Российских Сертификатов без- опасности и соответствия	*	
	Комплектность трансформатора тока:		
25.	Трансформатор тока, (да, нет)	Да	
26.	Эксплуатационная документация (Технический паспорт, Протоколы испытаний, Руководство по эксплуатации и техническое описание) на русском языке, экз./компл.	3	
27.	Комплект приспособлений для сервисного обслужива- ния, (да, нет)	один на по- ставку	
28.	Наличие заводского паспорта (формуляра)	Да	
29.	Трансформатор должен быть обеспечен первичной по- веркой при выпуске из производства. К моменту уста- новки на место постоянной эксплуатации срок истече- ния межповерочного интервала допускается не более его половины	Да	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

3

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
30.	Измерительные трансформаторы должны иметь действующий сертификат об утверждении типа средств измерения (с информацией о занесении СИ в Госреестр РФ) с приложением (описание типа, методика поверки) и иметь действующие свидетельства о поверке (с приложением – протокол поверки).	Да, обязательно на момент Конкурса	
	Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения по ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 23216-78:		
31.	Маркировка, упаковка и консервация в соответствии с ГОСТ или по требованиям МЭК, (да, нет)	Да	
32.	Наличие документа или комплекта документов, подтверждающих качество изделия, его соответствие НТД, ГОСТ	Да	
33.	Условия транспортирования	*	
34.	Наличие "шок-индикатора" на транспортной упаковке для контроля условий транспортировки, (да, нет)	Да	
35.	Доставка оборудования до места назначения	Поставщик	
36.	Монтаж аппарата выполняется с участием шеф-инженера фирмы-изготовителя, (да, нет)	Да	
37.	Условия хранения, срок хранения отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц	не менее гарантийного срока	
38.	Срок хранения в упаковке производителя, (лет) не более	*	
39.	Участие представителей Заказчика в заводских приемосдаточных испытаниях включено в стоимость оборудования	Да	
40.	Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы включены в стоимость оборудования	Да	
	Требования к сервисным центрам:		
41.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов, сервисного обслуживания	Да	
42.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов.	Да	
43.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов.	Да	
44.	Наличие согласованного с эксплуатирующей организацией аварийного резерва запчастей.	Да	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

4

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
45.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона.	Да	
46.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.	Да	
47.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока.	Да	
48.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку не более 6 месяцев	Да	

Согласовано			
Интв. № подл.	Взам. интв. №		
	Подп. и дата		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМ ЭЛЕГАЗОВЫМ БАКОВЫМ НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ДЛЯ ВАРИАНТА 2)

Для реконструкции по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

Количество:

ПС 110 кВ ПС-5 – 1 комплект.

ПС 110 кВ ПС-6 – 1 комплект.

Срок поставки: *

Заказчик: ООО «Севастопольэнерго».

Адрес объекта: г. Севастополь

Комплект включает

- Элегазовый выключатель 110 кВ;
- Опорную металлоконструкцию (блок) высотой 2600 мм;
- Площадку обслуживания привода выключателя с лестницей.

Размеры блока и площадки обслуживания согласовать перед изготовлением с проектной организацией.

Таблица 2-Технические требования к выключателям элегазовым баковым на номинальное напряжение 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры:			
1.	Изготовитель	Российская Федерация	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Номинальное напряжение, кВ	110	
4.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный ток, А, не менее	630	
7.	Номинальный ток отключения, кА, не менее	20	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69:			
8.	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1	
9.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
10.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-45	
11.	Все металлические части оборудования, шкафы и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или изготовлены из материалов, не подверженных коррозии, (да, нет)	Да	
Требования к электрической прочности изоляции (ГОСТ 1516.3-96) уровень изоляции «а», в т.ч.:			
12.	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	450	
	- относительно земли	450	
	- между контактами	450	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

6

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участие конкурса
13.	Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ - относительно земли - между контактами	Не нормируется	
14.	Кратковременное (одноминутное) испытательное напряжение промышленной частоты, кВ - относительно земли - между контактами	230 230	
15.	Напряжение промышленной частоты, выдерживаемое изоляцией выключателя относительно земли без избыточного давления элегаза в течение 1 часа, кВ, не менее	84	
16.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции (по ГОСТ 9920-89 и ПУЭ 7-го издания), см/кВ, не менее	2,25	
	Требования к стойкости при сквозных токах КЗ:		
17.	Ток термической стойкости, кА, не менее	20	
18.	Время протекания тока термической стойкости, с	3	
19.	Наибольший пик тока динамической стойкости, кА, не менее	80	
20.	Начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости, кА, не менее	20	
	Требования к механическим характеристикам:		
21.	Нормированные коммутационные циклы в соответствии с требованиями ГОСТ 687(п.3.6.1.5) или ГОСТ Р 52565(п.6.6.1.5)4	Да	
22.	Бестоковая пауза при быстродействующем автоматическом повторном включении, с	0,3	
23.	Собственное время отключения, с, не более	*	
24.	Полное время отключения, с, не более	*	
25.	Собственное время включения, с, не более	*	
26.	Разновременность включения полюсов, с, не более	0,005	
27.	Разновременность отключения полюсов, с, не более	0,0033	
	Требования к конструкции:		
28.	Конструктивное исполнение (баковый, колонковый)	Колонковый	
29.	Необходимость пополюсного управления (да, нет)	Нет	
30.	Вид привода (пружинный, гидравлический)	Пружинный	
31.	Энергия привода, кДж	*	
32.	Изоляционная и дугогасительная среда (SF6, SF6+N2, SF6 + CF4)	*	
33.	Избыточное давление элегаза или смеси при температуре +20°C, Па	*	
34.	Наличие предохранительного клапана (да, нет)	Да	
35.	Расход на утечки от массы элегаза или смеси в год, %, не более	0,5	

Согласовано			
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. интв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

7

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участие конкурса
36.	Металлические части, подвергающиеся воздействию климатических факторов внешней среды, должны иметь защитные покрытия с учетом условий эксплуатации и срока службы выключателя	Да	
37.	Материал изоляторов вводов (фарфор, полимер)	Фарфор	
38.	Цвет изоляторов вводов	Светло-серый	
39.	Допустимая величина механической нагрузки от тяжения проводов, Н, не менее	1000	
40.	Габаритные размеры (длина/ширина/высота), м	*/*/*	
41.	Масса выключателя с приводом, кг	*	
42.	Масса элегаза (смеси), кг	*	
Требования к встроенным трансформаторам тока			
43.	Количество вторичных обмоток ТТ, не менее	5	
44.	ТТ должны быть расположены по обе стороны полюса выключателя	Да	
45.	Параметры вторичных обмоток (перед изготовлением в обязательном порядке согласовать с проектной организацией).		
46.	Обмотка 1 – измерения Класс точности, % Номинальная нагрузка, ВА Коэффициент безопасности приборов обмотки(К _{Бном}), не более	0,5S	
		15	
		10	
47.	Обмотка 2 – защита Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность(К _{ном}), не менее	10PR	
		30	
		20	
48.	Обмотка 3 – защита Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность(К _{ном}), не менее	10PR	
		30	
		20	
49.	Обмотка 4 – защита	10PR	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

8

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участие конкурса
	Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность(Кном), не менее	30 20	
50.	Обмотка 5 – защита Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность(Кном), не менее	10PR 30 20	
Технические характеристики привода			
51.	Номинальное напряжение цепей управления (постоянный ток), В	Постоянный 220	
52.	Пределы изменения напряжения цепей управления, % от номинального значения, не менее: для цепей ЭО для цепей ЭВ	70–110 85–105	
53.	Ток в цепи управления привода полюса при номинальном напряжении, А, не более	6	
54.	Напряжение срабатывания электромагнитов управления, В, не менее	121 (не менее 0,55U _{п.ном.})	
55.	Напряжение срабатывания реле, действие которых может привести к ложному срабатыванию коммутационных аппаратов (например, выходные реле защит, РКВ, РКО и т.д., В, не менее	132 (не менее 0,6U _{н.})	
56.	Количество электромагнитов отключения, шт.	2	
57.	Количество электромагнитов включения, шт.	1	
58.	Напряжение питания обогревателей (переменный ток), В	Переменный 230	
59.	Напряжение (переменного, постоянного тока) для двигателей привода, В	Универсальный 220	
Требования по надежности:			
60.	Гарантийный срок эксплуатации выключателя с даты ввода в эксплуатацию, лет, не менее	5	
61.	Ресурс по механической стойкости, циклов В – t _{бт} – О без тока в главной цепи, не менее	10 000	
62.	Срок службы до среднего ремонта, лет, не менее	15	
63.	Срок службы, лет, не менее	30	
64.	Удельная стоимость сервисного послегарантийного обслуживания выключателя изготовителем или авторизованным сервисным центром, руб/год	*	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

9

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участие конкурса
65.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока (да, нет)	Да	
66.	Срок поставки запасных частей для оборудования не более 6 месяцев с момента подписания договора на их покупку (да, нет)	Да	
	Требования по безопасности:		
67.	Контактная площадка для подсоединения заземляющего проводника и заземляющий зажим (зажимы) (да, нет)	Да	
68.	Знак заземления возле контактной площадки (да, нет)	Да	
69.	Степень защиты оболочки шкафов приводов и шкафов управления, не менее	IP55	
70.	Испытательное переменное напряжение электрической прочности изоляции вспомогательных цепей, кВ	2	
71.	Наличие сертификата соответствия (декларации о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (да, нет)	Да, обязательно на момент проведения конкурса	
	Соответствие требованиям НТД:		
72.	Наличие документа (комплекта документов), подтверждающего соответствие технических параметров оборудования требованиям государственных и отраслевых стандартов	Да, обязательно на момент проведения Конкурса	
	Комплектность выключателя:		
73.	Выключатель с приводами и опорными металлоконструкциями (размеры и конструкция согласовываются дополнительно) (да, нет)	Да	
74.	Агрегатный шкаф управления (да, нет)	Да	
75.	Элегаз (смесь) для первичной заправки (да, нет)	Да	
76.	Одиночный комплект ЗИП (перечень после таблицы) (да, нет)	Да	
77.	Комплект эксплуатационной документации на русском языке (количество экземпляров)	3	
	Приборы и сервисные устройства:		
78.	Счетчики числа срабатываний выключателя (да, нет)	Да	
79.	Устройство учета коммутационного ресурса (да, нет)	Да	
80.	Манометрический индикатор плотности элегаза с температурной компенсацией и блок-контактами для сигнализации о снижении давления и запрещения оперирования выключателем (да, нет)	Да	
81.	Устройство синхронной коммутации ³⁾ (да, нет)	Да	
82.	Устройство подпитки элегазом (смесью) (да, нет)	Да	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

10

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участие конкурса
83.	Устройство контроля работоспособности обогревателей баков выключателя по току потребления с функцией сигнализации при нарушении их работы (да, нет) (для баковых выключателей)	Нет	
84.	Индикатор нарушения цепей подогрева шкафа управления (да, нет)	Да	
85.	Разъемы автономной герметизации элегаза (да, нет)	Да	
86.	Реле против «прыгания» (да, нет)	Да	
87.	Наличие предохранительных клапанов (мембран) для каждого полюса выключателя (да, нет)	Да	
88.	Срок службы предохранительной мембраны, лет, не менее	30	
89.	Контактные зажимы выводов выключателя (да, нет)	Да	
90.	Механический указатель включенного и отключенного положений (да, нет)	Да	
91.	Число свободных вспомогательных нормально открытых (НО) блок-контактов	11	
92.	Число свободных вспомогательных нормально закрытых (НЗ) блок-контактов	12+2 проскальзывающих	
93.	Переключатель управления – местное/дистанционное (да, нет)	Да	
94.	Кнопки местного управления выключателем (да, нет)	Да	
95.	Съемное приспособление для ручного неоперативного включения (да, нет)	Да	
	Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения:		
96.	Маркировка, упаковка и консервация по ГОСТ Р 52565–2006, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150–69 (да, нет)	Да	
97.	Условия транспортирования:	*	
98.	В процессе транспортирования и хранения оборудование должно быть законсервировано и приняты меры для его защиты от механических повреждений и воздействия факторов окружающей среды (да, нет)	Да	
99.	Выключатели должны транспортироваться при пониженном избыточном давлении элегаза 0,05 МПа (да, нет)	Да	
100.	Условия хранения:	*	
101.	Срок хранения выключателя в упаковке изготовителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП, лет, не менее	*	
	Приемка и шеф – монтажные работы:		
102.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо – сдаточных испытаниях (в т.ч. проезд, проживание, страховка, плата за визы, суточные) включено в стоимость оборудования (да, нет)	Да	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участие конкурса
103.	Шеф–монтажные и пуско–наладочные работы с участием аттестованного заводом – изготовителем специализированного персонала включены в стоимость оборудования (да, нет)	Да	
	Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ:		
104.	Наличие помещения, склада запасных частей, ремонтной базы и разрешительной документации для осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания и ремонта (да, нет)	Да	
105.	Наличие аккредитации сервисного центра и достаточного количества аттестованных специалистов – производителем специалистов для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования (да, нет)	Да	
106.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации с выдачей сертификатов (да, нет)	Да	
107.	Наличие в «горячем резерве» запчастей для оперативного устранения дефектов оборудования (да, нет)	Да	
108.	Наличие консультационного подразделения, работающего в режиме «on – line» (да, нет)	Да	
109.	Обеспечение срочного прибытия специалистов сервисного центра с необходимым оборудованием, инструментами и запасными частями на объекты для выполнения ремонтов на месте в течение не более 72 часов с момента вызова (да, нет)	Да	

- 1) – заполняется для выключателей предназначенных для работы в цепи линии;
 2) и 3) – заполняется для реакторных выключателей;
 4) – ГОСТ 687 - для выключателей разработки до 2006г. включительно, ГОСТ Р 52565 для выключателей разработки после 01 января 2007г.

Минимальный перечень индивидуального комплекта ЗИП:

- манометрический датчик плотности элегаза (циферблатный денсиметр) – 1 шт.;
- разрывная мембрана в сборе – 1 шт.;
- вспомогательные блок–контакты для привода – 1 блок;
- катушка включения – 2 шт;
- катушка отключения – 2 шт;
- электропривод завода пружин – 1 шт.;
- комплект запасных частей для агрегатного шкафа управления (клеммная колодка, нагревательные элементы, термостат, набор реле и автоматических выключателей и пр.) – 1 к-т;
- элегаз (или смесь) в количестве, достаточном для полной заправки одного полюса.
- Транспортировочную тележку для заправки элегазом выключателей на монолитных колёсах, оборудованную шлангами, редуктором, манометрами, адаптерами.
- Металлический шкаф для хранения газовых баллонов 5шт.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

12

4 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМ ЭЛЕГАЗОВЫМ КОЛОНКОВЫМ НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ВАРИАНТ 3)

Для реконструкции по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

Количество:

ПС 110 кВ ПС-5 – 1 комплект. (В 110 кВ + 3 ТТ 110 кВ).

ПС 110 кВ ПС-6 – 1 комплект (В 110 кВ + 6 ТТ 110 кВ).

Срок поставки: *

Заказчик: ООО «Севастопольэнерго».

Адрес объекта: г. Севастополь

Комплект включает:

- Элегазовый выключатель 110 кВ
- Опорную металлоконструкцию (блок) высотой 2400 мм, междуфазным расстоянием колонкового выключателя 1400 мм, междуфазным расстоянием трансформаторов тока 2000 мм, расстояние между осью выключателя и осью трансформаторов тока 1600 мм, при отсутствии технической возможности данное расстояние должно быть не менее 1800 мм.
- Площадку обслуживания привода выключателя с лестницей.

Размеры блока и площадки обслуживания согласовать перед изготовлением с проектной организацией.

Таблица 3- Технические требования к выключателям элегазовым колонковым на номинальное напряжение 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры:			
1.	Изготовитель	Российская Федерация	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Номинальное напряжение, кВ	110	
4.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный ток, А, не менее	630	
7.	Номинальный ток отключения, кА, не менее	20	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69:			
8.	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1	
9.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
10.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-45	
11.	Все металлические части оборудования, шкафы и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или изготовлены из материалов, не подверженных коррозии, (да, нет)	Да	
Требования к электрической прочности изоляции (ГОСТ 1516.3-96) уровень изоляции «а», в т.ч.:			
12.	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ		

Согласовано					
Изм. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись
Интв. № подл.	Интв.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись
Взам. инв. №	Взам. инв.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись
Подп. и дата	Подп.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- относительно земли - между контактами	450 450	
13.	Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ - относительно земли - между контактами	Не нормируется	
14.	Кратковременное (одноминутное) испытательное напряжение промышленной частоты, кВ - относительно земли - между контактами	230 230	
15.	Напряжение промышленной частоты, выдерживаемое изоляцией выключателя относительно земли без избыточного давления элегаза в течение 1 часа, кВ, не менее	84	
16.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции (по ГОСТ 9920-89 и ПУЭ 7-го издания), см/кВ, не менее	2,25	
	Требования к стойкости при сквозных токах КЗ:		
17.	Ток термической стойкости, кА, не менее	20	
18.	Время протекания тока термической стойкости, с	3	
19.	Наибольший пик тока динамической стойкости, кА, не менее	80	
20.	Начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости, кА, не менее	20	
	Требования к коммутационной способности:		
21.	Наибольший пик тока включения, кА, не менее	80	
22.	Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения, кА, не менее	20	
23.	Нормированные характеристики собственного ПВН в соответствии с требованиями ГОСТ 687(п. 3.6.3) или ГОСТ Р 52565-2006 (п.6.6.3)4)	См. прим. 2	
24.	Содержание аperiodической составляющей, %, не менее	40	
25.	Нормированный ток отключения в условиях рассогласования фаз, кА, не менее	10	
	Требования к механическим характеристикам:		
26.	Нормированные коммутационные циклы в соответствии с требованиями ГОСТ 687(п.3.6.1.5) или ГОСТ Р 52565(п.6.6.1.5)4)	Да	
27.	Бестоковая пауза при быстродействующем автоматическом повторном включении, с	0,3	
28.	Собственное время отключения, с, не более	*	
29.	Полное время отключения, с, не более	*	
30.	Собственное время включения, с, не более	*	
31.	Разновременность включения полюсов, с, не более	0,005	
32.	Разновременность отключения полюсов, с, не более	0,0033	
	Требования к конструкции:		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

14

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
33.	Конструктивное исполнение (баковый, колонковый)	Колонковый	
34.	Необходимость пополюсного управления (да, нет)	Нет	
35.	Вид привода (пружинный, гидравлический)	Пружинный	
36.	Энергия привода, кДж	*	
37.	Изоляционная и дугогасительная среда (SF6, SF6+N2, SF6 + CF4)	*	
38.	Избыточное давление элегаза или смеси при температуре +20°C, Па	*	
39.	Наличие предохранительного клапана (да, нет)	Да	
40.	Расход на утечки от массы элегаза или смеси в год, %, не более	0,5	
41.	Металлические части, подвергающиеся воздействию климатических факторов внешней среды, должны иметь защитные покрытия с учетом условий эксплуатации и срока службы выключателя	Да	
42.	Материал изоляторов вводов (фарфор, полимер)	Фарфор	
43.	Цвет изоляторов вводов	Светло-серый	
44.	Допустимая величина механической нагрузки от тяжения проводов, Н, не менее	1000	
45.	Габаритные размеры (длина/ширина/высота), м	*/*/*	
46.	Масса выключателя с приводом, кг	*	
47.	Масса элегаза (смеси), кг	*	
Технические характеристики привода			
48.	Номинальное напряжение цепей управления (постоянный ток), В	Постоянный 220	
49.	Пределы изменения напряжения цепей управления, % от номинального значения, не менее: для цепей ЭО для цепей ЭВ	70–110 85–105	
50.	Ток в цепи управления привода полюса при номинальном напряжении, А, не более	6	
51.	Напряжение срабатывания электромагнитов управления, В, не менее	121 (не менее 0,55Uп.ном.)	
52.	Напряжение срабатывания реле, действие которых может привести к ложному срабатыванию коммутационных аппаратов (например, выходные реле защит, РКВ, РКО и т.д., В, не менее	132 (не менее 0,6Un.)	
53.	Количество электромагнитов отключения, шт.	2	
54.	Количество электромагнитов включения, шт.	1	
55.	Напряжение питания обогревателей (переменный ток), В	Переменный 230	
56.	Напряжение (переменного, постоянного тока) для двигателей привода, В	Универсальный 220	
Требования по надежности:			

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

15

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
57.	Гарантийный срок эксплуатации выключателя с даты ввода в эксплуатацию, лет, не менее	5	
58.	Ресурс по механической стойкости, циклов В – tбт – О без тока в главной цепи, не менее	10 000	
59.	Срок службы до среднего ремонта, лет, не менее	15	
60.	Срок службы, лет, не менее	30	
61.	Удельная стоимость сервисного послегарантийного обслуживания выключателя изготовителем или авторизованным сервисным центром, руб/год	*	
62.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока (да, нет)	Да	
63.	Срок поставки запасных частей для оборудования не более 6 месяцев с момента подписания договора на их покупку (да, нет)	Да	
Требования по безопасности:			
64.	Контактная площадка для подсоединения заземляющего проводника и заземляющий зажим (зажимы) (да, нет)	Да	
65.	Знак заземления возле контактной площадки (да, нет)	Да	
66.	Степень защиты оболочки шкафов приводов и шкафов управления, не менее	IP55	
67.	Испытательное переменное напряжение электрической прочности изоляции вспомогательных цепей, кВ	2	
68.	Наличие сертификата соответствия (декларации о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (да, нет)	Да, обязательно на момент проведения конкурса	
Соответствие требованиям НТД:			
69.	Наличие документа (комплекта документов), подтверждающего соответствие технических параметров оборудования требованиям государственных и отраслевых стандартов	Да, обязательно на момент проведения Конкурса	
Комплектность выключателя:			
70.	Выключатель с приводами и опорными металлоконструкциями (размеры и конструкция согласовываются дополнительно) (да, нет)	Да	
71.	Агрегатный шкаф управления (да, нет)	Да	
72.	Элегаз (смесь) для первичной заправки (да, нет)	Да	
73.	Одиночный комплект ЗИП (перечень после таблицы) (да, нет)	Да	
74.	Комплект эксплуатационной документации на русском языке (количество экземпляров)	3	
Приборы и сервисные устройства:			
75.	Счетчики числа срабатываний выключателя (да, нет)	Да	
76.	Устройство учета коммутационного ресурса (да, нет)	Да	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
77.	Манометрический индикатор плотности элегаза с температурной компенсацией и блок–контактами для сигнализации о снижении давления и запрещения оперирования выключателем (да, нет)	Да	
78.	Устройство синхронной коммутации ³⁾ (да, нет)	Да	
79.	Устройство подпитки элегазом (смесью) (да, нет)	Да	
80.	Устройство контроля работоспособности обогревателей баков выключателя по току потребления с функцией сигнализации при нарушении их работы (да, нет) (для баковых выключателей)	Нет	
81.	Индикатор нарушения цепей подогрева шкафа управления (да, нет)	Да	
82.	Разъемы автономной герметизации элегаза (да, нет)	Да	
83.	Реле против «прыгания» (да, нет)	Да	
84.	Наличие предохранительных клапанов (мембран) для каждого полюса выключателя (да, нет)	Да	
85.	Срок службы предохранительной мембраны, лет, не менее	30	
86.	Контактные зажимы выводов выключателя (да, нет)	Да	
87.	Механический указатель включенного и отключенного положений (да, нет)	Да	
88.	Число свободных вспомогательных нормально открытых (НО) блок–контактов	11	
89.	Число свободных вспомогательных нормально закрытых (НЗ) блок–контактов	12+2 проскальзывающих	
90.	Переключатель управления – местное/дистанционное (да, нет)	Да	
91.	Кнопки местного управления выключателем (да, нет)	Да	
92.	Съемное приспособление для ручного неоперативного включения (да, нет)	Да	
	Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения:		
93.	Маркировка, упаковка и консервация по ГОСТ Р 52565–2006, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150–69 (да, нет)	Да	
94.	Условия транспортирования:	*	
95.	В процессе транспортирования и хранения оборудование должно быть законсервировано и приняты меры для его защиты от механических повреждений и воздействия факторов окружающей среды (да, нет)	Да	
96.	Выключатели должны транспортироваться при пониженном избыточном давлении элегаза 0,05 МПа (да, нет)	Да	
97.	Условия хранения:	*	
98.	Срок хранения выключателя в упаковке изготовителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП, лет, не менее	*	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

17

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	Приемка и шеф – монтажные работы:		
99.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо – сдаточных испытаниях (в т.ч. проезд, проживание, страховка, плата за визы, суточные) включено в стоимость оборудования (да, нет)	Да	
100.	Шеф–монтажные и пуско–наладочные работы с участием аттестованного заводом – изготовителем специалиста включены в стоимость оборудования (да, нет)	Да	
	Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ:		
101.	Наличие помещения, склада запасных частей, ремонтной базы и разрешительной документации для осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания и ремонта (да, нет)	Да	
102.	Наличие аккредитации сервисного центра и достаточного количества аттестованных предприятием – производителем специалистов для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования (да, нет)	Да	
103.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации с выдачей сертификатов (да, нет)	Да	
104.	Наличие в «горячем резерве» запчастей для оперативного устранения дефектов оборудования (да, нет)	Да	
105.	Наличие консультационного подразделения, работающего в режиме «on – line» (да, нет)	Да	
106.	Обеспечение срочного прибытия специалистов сервисного центра с необходимым оборудованием, инструментами и запасными частями на объекты для выполнения ремонтов на месте в течение не более 72 часов с момента вызова (да, нет)	Да	

- 1) – заполняется для выключателей предназначенных для работы в цепи линии;
 2) и 3) – заполняется для реакторных выключателей;
 4) – ГОСТ 687 - для выключателей разработки до 2006г. включительно, ГОСТ Р 52565 для выключателей разработки после 01 января 2007г.

Минимальный перечень индивидуального комплекта ЗИП:

- манометрический датчик плотности элегаза (циферблатный денсиметр) – 1 шт.;
 - разрывная мембрана в сборе – 1 шт.;
 - вспомогательные блок–контакты для привода – 1 блок;
 - катушка включения – 2 шт;
 - катушка отключения – 2 шт;
 - электропривод завода пружин – 1шт.;
 - комплект запасных частей для агрегатного шкафа управления (клеммная колодка, нагревательные элементы, термостат, набор реле и автоматических выключателей и пр.) – 1 к-т;
 - элегаз (или смесь) в количестве, достаточном для полной заправки одного полюса.
- Транспортировочную тележку для заправки элегазом выключателей на монолитных колёсах, оборудованную шлангами, редуктором, манометрами, адаптерами.
- Металлический шкаф для хранения газовых баллонов 5шт.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

5 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА ЭЛЕГАЗОВЫМ НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ 110 КВ (ВАРИАНТ 3)

Для реконструкции по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

Количество:

ПС 110 кВ ПС-5 – 1 комплект. 3 ТТ 110 кВ с 4 мя обмотками.

ПС 110 кВ ПС-6 – 1 комплект 6 ТТ 110 кВ с 3мя обмотками.

Срок поставки: *

Заказчик: ООО «Севастопольэнерго».

Адрес объекта: г. Севастополь

ТТ 110 кВ монтируются совместно в выключателях 110 кВ на одной металлоконструкции.

Таблица 4- Технические требования к трансформаторам тока элегазовым на номинальное напряжение 110 кВ

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры:			
49.	Изготовитель	Российская Федерация	
50.	Заводской тип (марка)	*	
51.	Номинальное напряжение, кВ	110	
52.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
53.	Номинальная частота, Гц	50	
54.	Тип внешней изоляции (фарфор, полимер)	Фарфор	
55.	Вид внутренней изоляции (масло, масло+песок, элегаз)	Элегаз	
56.	Цвет внешней изоляции	*	
57.	Номинальный ток первичной обмотки, А	150-300-600	
58.	Допустимая перегрузка по первичному току, при котором сохраняется заявленный класс точности для измерительных обмоток, при температуре окружающего воздуха до + 40°C, %	20	
59.	Ток термической стойкости при длительности 1 с, не менее, кА	20	
60.	Ток электродинамической стойкости, кА, не менее	80	
61.	Номинальный вторичный ток, А	5	
62.	Количество вторичных обмоток ТТ для ПС -110 кВ ПС-6	3	
63.	Количество вторичных обмоток ТТ для ПС -110 кВ ПС-5	4	
64.	Параметры вторичных обмоток (перед изготовлением в обязательном порядке согласовать с проектной организацией).		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

19

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
65.	Обмотка 1 – измерения Класс точности, % Номинальная нагрузка, ВА Коэффициент безопасности приборов обмотки($K_{\text{Бном}}$), не более	0,5S	
		15	
		10	
66.	Обмотка 2 – защита Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность($K_{\text{ном}}$), не менее	10PR	
		30	
		20	
67.	Обмотка 3 – защита Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность($K_{\text{ном}}$), не менее	10PR	
		30	
		20	
68.	только для ПС 110 кВ ПС 5! Обмотка 4 – защита Класс точности, % Номинальная нагрузка, не менее, ВА Номинальная предельная кратность($K_{\text{ном}}$), не менее	10PR	
		30	
		20	
69.	Необходимость поверки класса точности обмотки для учета в процессе эксплуатации, (да, нет)	Да	
70.	Защитные обмотки трансформаторов тока должны обеспечивать заданный классом точности предел погрешности в переходных режимах, включая цикл АПВ, в том числе и неуспешное АПВ "КЗ – отключение - пауза 1 сек – включение (успешное и неуспешное на КЗ)" согласно требованиям МЭК 44-6 (часть 6), (да, нет)	Да	
	Климатическое исполнение и стойкость к воздействию климатическим факторам по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89:		
71.	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1	
72.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

20

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
73.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-45	
74.	Все металлические части ТТ, шкафы и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или изготовлены из материалов, не подверженных коррозии, (да, нет)	Да	
	Требования к изоляции по ГОСТ 1516.3-96:		
75.	Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	230	
76.	Испытательное напряжение грозового полного импульса, кВ	450	
77.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции (по ГОСТ 9920-89 и ПУЭ 7-го издания), см/кВ, не менее	2,25	
	Требования к изоляции вторичных обмоток:		
78.	Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	3	
79.	Одноминутное испытательное напряжение межвитковой изоляции индуктированным напряжением не менее, кВ	4,5	
80.	Сопротивление изоляции вторичной обмотки, не менее, МОм	50	
81.	Уровень частичных разрядов, пКл	10	
	Технические требования к конструкции, изготовлению и материалам:		
82.	Допустимая величина горизонтальной механической нагрузки от тяжения проводов, Н, не менее	1000	
83.	Предельно допустимая вертикальная нагрузка на каждый вывод от веса ошиновки, Н, не менее	*	
84.	Герметичность конструкции, (да, нет)	Да	
85.	Наличие выводов вторичной обмотки №1 (учет электроэнергии), защищенных от несанкционированного доступа по требованию АИИС № 42 от 27.02.2004 г., (да, нет)	Да	
	Для ТТ с SF6 изоляцией:		
86.	Избыточное давление элегаза при температуре +20°С, Па	*	
87.	Наличие сигнализатора давления элегаза, (да, нет)	Да	
88.	Наличие манометра с температурной компенсацией или плотномера, (да, нет)	Да	
89.	Наличие предохранительного клапана, (да, нет)	Да	
90.	Расход элегаза на утечки, % в год, не более	0,5	
91.	Элегаз (смесь) для первичной заправки	Да	
	Массо-габаритные показатели:		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

21

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
92.	Габаритные размеры, высота/диаметр, м	*/*	
93.	Масса трансформатора тока /транспортная, кг	*/*	
94.	Масса масла (элегаза), кг	*	
	Требования по надежности:		
95.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	
96.	Срок службы до списания, лет	30	
97.	Периодичность и объем технического обслуживания, не чаще	*	
98.	Вероятность безотказной работы за весь срок службы	*	
99.	α - доля (или %) от стоимости аппарата, которая необходима для обеспечения его работоспособности в течение 1 года службы. Участник конкурса обязан указать величину α или ее составляющие: объем необходимых затрат на текущее (за 1 год) обслуживание; стоимость капитального ремонта, % от Цтр (стоимости аппарата).	* или * *	
100.	Взрывобезопасность (с представлением Сертификата или Протокола, аккредитованного испытательного стенда), (да, нет)	Да	
101.	Интервал между поверками, не менее (лет)	8	
	Гарантии изготовителя:		
102.	Гарантийный срок эксплуатации, месяцев, не менее	36	
	Требования по экологии:		
103.	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, мкВ, не более	2500	
	Требования по безопасности:		
104.	Номер и дата выдачи Российских Сертификатов безопасности и соответствия	*	
	Комплектность трансформатора тока:		
105.	Трансформатор тока в сборе, (да, нет)	Да	
106.	Эксплуатационная документация (Технический паспорт, Протоколы испытаний, Руководство по эксплуатации и техническое описание) на русском языке, экз./компл.	3	
107.	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (размеры согласовываются дополнительно), (да, нет)	Да	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

22

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
108.	Комплект опорных металлоконструкций (габариты и конструкция согласовываются дополнительно), (да, нет)	Да, Подрядчик	
109.	Комплект приспособлений для сервисного обслуживания, (да, нет)	один на поставку	
110.	Наличие заводского паспорта (формуляра)	Да	
111.	Трансформатор должен быть обеспечен первичной проверкой при выпуске из производства. К моменту установки на место постоянной эксплуатации срок истечения межповерочного интервала допускается не более его половины	Да	
112.	Измерительные трансформаторы должны иметь действующий сертификат об утверждении типа средств измерения (с информацией о занесении СИ в Госреестр РФ) с приложением (описание типа, методика поверки) и иметь действующие свидетельства о поверке (с приложением – протокол поверки).	Да, обязательно на момент Конкурса	
	Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения по ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 23216-78:		
113.	Маркировка, упаковка и консервация в соответствии с ГОСТ или по требованиям МЭК, (да, нет)	Да	
114.	Наличие документа или комплекта документов, подтверждающих качество изделия, его соответствие НТД, ГОСТ	Да	
115.	Условия транспортирования	*	
116.	Наличие "шок-индикатора" на транспортной упаковке для контроля условий транспортировки, (да, нет)	Да	
117.	Доставка оборудования до места назначения	Поставщик	
118.	Монтаж аппарата выполняется с участием шеф-инженера фирмы-изготовителя, (да, нет)	Да	
119.	Условия хранения, срок хранения отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц	не менее гарантийного срока	
120.	Срок хранения в упаковке производителя, (лет) не более	*	
121.	Участие представителей Заказчика в заводских приемосдаточных испытаниях включено в стоимость оборудования	Да	
122.	Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы включены в стоимость оборудования	Да	
	Требования к сервисным центрам:		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

23

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
123.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов, сервисного обслуживания	Да	
124.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов.	Да	
125.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов.	Да	
126.	Наличие согласованного с эксплуатирующей организацией аварийного резерва запчастей.	Да	
127.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона.	Да	
128.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.	Да	
129.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока.	Да	
130.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку не более 6 месяцев	Да	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные * должны быть представлены Участником конкурса.
2. Во всем не оговоренном ТТ должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

Участник конкурса должен предоставить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований копии следующих документов:

- Сертификат безопасности (весь документ).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ1

Лист

24

Лист регистрации изменений

[illegible]

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата



1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ

Исходными данными для разработки документации являются:

- Техническое задание на проектирование объектов ООО «Севастопольэнерго» по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6».

2 ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ШКАФАМ РЗА С МИКРОПРОЦЕССОРНЫМИ ЗАЩИТАМИ

Таблица 1-Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами

№ п/п	Наименование показателя	Требуемые значения параметров	Предлагаемое участником конкурса
1	2	3	4
1.	Требования к конструктивному исполнению шкафов		
1.1.	Габариты шкафа: - высота, мм - ширина, мм - глубина, мм	2200 800 600	
1.2.	Обслуживание шкафа	Двустороннее	
1.3.	Материал корпуса	Листовая оцинкованная сталь	
1.4.	Расположение и вид дверей	- металлические или стеклянные двери, должны запираются на стандартные замки; - фиксаторы для передних дверей с углом раскрытия не менее 110° - смотровое окно на металлической двери для визуального контроля за состоянием всего установленного оборудования	
1.5.	Способ крепления шкафа к полу	С помощью болтовых соединений, сварка запрещена	
1.6.	Наличие мест для надписей, указывающих назначение шкафа в соответствии с диспетчерскими наименованиями	На лицевой и оборотной сторонах шкафа	
1.7.	Меры для снижения электромагнитных воздействий в шкафах РЗА	Применение кабельных вводов с уплотнителем, экранирующей шины, плоских полосовых заземлителей, клемм заземления	
1.8.	Вентиляция	Естественная	
1.9.	Режим работы	Непрерывный	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

2

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

№ п/п	Наименование показателя	Требуемые значения параметров	Предлагаемое участником конкурса
1	2	3	4
1.10	Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254 шкафа РЗА • от проникновения пыли • от проникновения воды Степень защиты оболочек для устройств, устанавливаемых в шкаф со степенью защиты IP54, размещенных в отапливаемых и неотапливаемых помещениях капитальных строительных конструкций: • от проникновения пыли • от проникновения воды	5X X4 2X X1	
1.11	Защитное заземление	Клемма защитного заземления	
1.12	Крепление аппаратуры	С помощью панелей монтажных	
1.13	На передней части шкафа расположены:	• общешкафная лампа сигнализации неисправности и срабатывания устройств, находящихся в шкафу; • место для оперативного обозначения шкафа	
2.	Требования к компоновке шкафа		
2.1.	Размещение аппаратуры в шкафу	По монтажным единицам	
2.2.	Обозначение номера МЕ	Арабскими двухзначными цифрами	
2.3.	Расположение МЕ	Слева направо по возрастанию номеров по виду со стороны фасада	
2.4.	Обозначение номера общешкафной лампы сигнализации	00	
2.5.	Нумерация клемм ряда зажимов	Начинается с клеммы 1 и имеет нумерацию в пределах одной МЕ	
2.6.	Обозначение аппарата	Позиционное буквенно-цифровое	
2.7.	Нумерация аппаратов	Слева направо и сверху вниз со стороны монтажа сквозными шкафными номерами независимо от принадлежности к монтажным единицам арабскими цифрами от 1 до 999, а так же номером МЕ, к которой относится аппарат	
2.8.	Обозначения аппарата на фасаде двери	Установка таблички с позиционным обозначением аппарата и оперативной надписью в рамке-кармашке	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

3

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

№ п/п	Наименование показателя	Требуемые значения параметров	Предлагаемое участником конкурса
1	2	3	4
2.9.	Расположение рамки-кармашка	Со стороны фасада под зоной аппарата по центру вертикальной оси	
2.10	Размещение аппаратов в шкафу	Соблюдение рядности	
2.11	Размер зоны расположения аппарата	дополнительно к габариту аппарата по 30 мм со сторон присоединения проводов и по 10 мм с других сторон	
2.12	Высота установки приборов и аппаратов от уровня пола, мм - аппараты ручного оперативного управления (переключатели, кнопки, ключи) - Измерительные приборы (шкала)	700 - 1700 1000 - 1800	
3.	Требования к монтажу внутри шкафа		
3.1.	Прокладка проводов и жил кабелей	В кабель-каналах и (или) жгутах	
3.2.	Крепление проводников (жгутов) к металлическим элементам конструкции шкафа	Только с применением дополнительной изоляции	
3.3.	Размер свободной зоны в нижней части шкафа для подвода кабелей	Не менее 250 мм от уровня пола	
3.4.	Меры предотвращения попадания пыли и влаги внутрь шкафа при проходе кабелей	Уплотняющие устройства	
3.5.	Расположение рядов зажимов	На боковых панелях шкафа	
3.6.	Обслуживание рядов зажимов	Сзади	
3.7.	Формирование рядов зажимов/расчетный ток, А	С помощью наборных зажимов / 16-40	
3.8.	Снятие и замена зажима	Без разбора ряда	
3.9.	Количество проводников, присоединяемых к одному зажиму с каждой стороны, не более	2 Одного сечения	
3.10	Типы зажимов токовые цепи и цепи напряжения оперативные цепи, цепи сигнализации и выходные цепи	винтовые или пружинные с разборной перемычкой	
3.11	Применение маркировочной колодки и нанесение надписи на ней	Наносится номера МЕ и ее буквенный код, наименование МЕ или функциональное назначения цепей; в начале и конце клеммного ряда монтируются концевые фиксаторы. Текст надписи выполняется не более чем в две строки. Количество знаков в каждой строке не более двенадцати. Каждая надпись занимает одну целую	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

4

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

№ п/п	Наименование показателя	Требуемые значения параметров	Предлагаемое участником конкурса
1	2	3	4
		колодку	
3.12	Границы полезной высоты ряда зажимов от уровня пола, мм	300 - 2100	
3.13	Выполнение нумерации зажимов в пределах одного шкафа (за исключением шкафов с одинаковыми МЕ)	Сквозная, начиная с единицы, считая сверху вниз. Отсчет клемм начинается с левой боковины	
3.14	Разводка цепей в шкафу	- цепи с одинаковыми марками соединяются между собой в шкафу и выводятся на ряд зажимов, если это требуется, от аппарата ближайшего к ряду зажимов; - в шкафах защит, где расположено несколько отдельных защит, питание которых осуществляется от общего «+» и «-», подсоединение каждой защиты к «+» и «-» следует осуществлять через ряд зажимов; - при разводке оперативных цепей необходимо располагать их в ряду зажимов для удобства эксплуатации по возрастанию цифровых марок относительно полюсов цепей оперативного тока; - при использовании в шкафах защитных фильтров по цепям питания, входные цепи оперативного тока должны подключаться сразу к входным зажимам фильтра. Цепи питания с выходных зажимов фильтра должны подводиться непосредственно к входам питания устройств, установленных в шкафах	
3.15	Предотвращение ложных операций при случайном перемыкании клемм	Разделение цепей разного функционального назначения свободными клеммами для предотвращения включения или отключения присоединения, коротких замыканий в цепях оперативного тока при случайном	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

5

№ п/п	Наименование показателя	Требуемые значения параметров	Предлагаемое участником конкурса
1	2	3	4
		соединении зажимов (клемм)	
3.16	Порядок следования цепей в рядах зажимов	- токовые цепи (фазы А, В, С, N) в пределах каждой группы трансформаторов тока; • цепи напряжения (фазы А, В, С, N, Н, U, К, F) в пределах каждого трансформатора напряжения; • цепи оперативного тока: «+», плюсовые промежуточные цепи, цепь включения, цепь отключения, минусовые промежуточные цепи «-»; • цепи сигнализации: «+», вспомогательные шинки, промежуточные цепи сигнализации, «-»; • цепи телемеханики; • выходные контакты; • транзитные цепи (транзит токовых цепей выполняется через соединительные зажимы)	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

6

3 ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕРМИНАЛАМ РЗА

Таблица 2-Общие технические требования к терминалам РЗА

Функции, их характеристика	Требуемое значение параметра
1 Цепи переменного тока устройств:	
1.1 Номинальный ток, А	$I_n=5$
1.2 Ток термической стойкости (длительно)	$2 \times I_n$
1.3 Ток односекундной стойкости	$100 \times I_n$
1.4 Рабочий диапазон	$(0,1-30) \times I_n$
1.5 Потребление на фазу при $I_n=5A$, ВА	не более 2,5
1.6 Устройства должны правильно работать с принятым временем срабатывания при КЗ в зоне с периодической составляющей до $30 \times I_{ном}$, при максимальной апериодической составляющей с постоянной времени до 0,3 секунд, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке	да
2 Цепи переменного напряжения устройств:	
2.1 Линейное номинальное, В	$U_n=100$
2.2 Напряжение термической стойкости (длительно)	$1,5 \times U_n$
2.3 Напряжение односекундной стойкости	$2,5 \times U_n$
2.4 Напряжение термической стойкости $3U_0$	$1,5 \times U_n$
2.5 Напряжение односекундной стойкости $3U_0$	$2,5 \times U_n$
2.6 Рабочий диапазон напряжений	$(0,001-1,5) \times U_n$
2.7 Потребление на фазу при U_n , ВА	$< 0,5$
2.8 Потребление по $3U_0$ при U_n , ВА	< 1
3 Рабочая частота устройств	
3.1 Номинальная частота, Гц	$F_n=50$
3.2 Рабочий диапазон частот	$(0,9-1,1) \times F_n$
4 Напряжение оперативного постоянного тока устройств:	
4.1 Номинальное напряжение, В	$U_n=220$
4.2 Рабочий диапазон напряжений	$(0,8-1,1) \times U_n$
4.3 Потребление при U_n в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети), Вт	$P_n < 20$
4.4 Потребление при наличии КЗ в сети	$< 2 \times P_n$
4.5 Пульсация в напряжении постоянного тока	не более 12% от среднего значения
4.6 Нормальное функционирование терминалов не должно нарушаться при исчезновении или снижении напряжения ниже установленного предела при соответствующей организации системы постоянного оперативного тока на ПС навремя, с	до 0,5
4.7 Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения устройства	да
5 Бинарные входы терминалов:	
5.1 Постоянное номинальное напряжение каждого входа, В	$U_{вх.н}=220$
5.2 Рабочий диапазон напряжений каждого входа	$(0,8-1,1) \times U_{вх.н}$
5.3 Напряжение "срабатывания" входа	$> 0,7 \times U_{вх.н}$
5.4 Коэффициент возврата	$K_v \geq 0,95$

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

Функции, их характеристика		Требуемое значение параметра
5.5 Дискретные входы должны обеспечивать:		
- несрабатывание при появлении замыкания на землю на любом полюсе;		да
- несрабатывание при работе устройств выявления замыкания на землю на любом полюсе, автоматического и автоматизированного поиска "земли"		да
- работу устройств выявления замыкания на землю на любом полюсе, автоматического и автоматизированного поиска "земли"		да
6 Контактные выходы терминалов:		
6.1 Исключают гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала		да
6.2 Содержат замыкающие контакты без общей точки		да
6.3 Содержат размыкающие контакты без общей точки		да
6.4 Коммутируют напряжение постоянного тока, В		250
6.5 Обеспечивают размыкание тока 1/0,4/0,2/0,15А при напряжении соответственно при 48/110/220/250 В и постоянной времени цепи $L/R \leq 40\text{мс}$		да
6.6 Контакты, коммутирующие цепи отключения и включения выключателей должны обеспечивать замыкание токов:	6.6.1 до 10 А, на время, с	1,0
	6.6.2 30 А, на время, с	0,2
	6.6.3 длительное протекание тока, А	5
6.7 Коммутационная способность реле, действующих в цепи внешней сигнализации, должна быть не менее 30 Вт в цепях оперативного постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02с при напряжении до 250 В и токе до 2 А		да
7 Терминалы должны:		
7.1 Иметь программируемую логику как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП устройств, так и между этими функциями и внешними устройствами защиты, управления и контроля		*
7.2 Иметь дополнительную свободно программируемую логику		*
7.3 Удовлетворять	7.3.1 ГОСТам на электрическую аппаратуру напряжением до 1000 В	да
	7.3.2 РД 34.35.310-97	да
	7.3.3 Нормам и правилам МЭК по обеспечению электромагнитной совместимости	
	7.3.4 Испытаниям в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000)	
	7.3.5 Степени жесткости	
7.4 Предусматривать синхронизацию от внешнего источника точного времени		да
7.5 Иметь непрерывную диагностику		да
7.6 Иметь возможность установки любой группы уставок по дискретным входным сигналам		да
7.7 Иметь непрерывную диагностику		да
7.8 Иметь возможность установки любой группы уставок по дискретным входным сигналам		да

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

8

Функции, их характеристика		Требуемое значение параметра
7.9 Иметь возможность установки всех регулируемых параметров, с клавиатуры и дисплея терминала (интерфейса человек-машина ИЧМ), с помощью персонального компьютера (ПК), подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления		да
7.10 Иметь два стационарных интерфейса для удаленного доступа с АРМ РЗА и, желательно, взаимодействие между терминалами РЗА		да
7.11 Иметь местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности		да
7.12 Осуществлять	7.12.1 Определение и отображение электрических параметров объекта	да
	7.12.2 Регистрацию событий	да
	7.12.3 Поставщик должен указать: -количество регистрируемых аналоговых и дискретных сигналов; -длительность осциллограммы; -количество осциллограмм	да
	7.12.4 Сигнализацию о состоянии и функционировании терминала, в том числе сигнализацию, выполненную на светодиодах с ручным съемом сигналов о неисправности терминала	да
7.13 Интерфейс удаленного доступа с АРМ РЗА должен поддерживать стандартные международные протоколы обмена данными с безусловной интеграцией системы РЗА в АСУ		да
7.14 Иметь русифицированные интерфейсы		да
8 Терминалы должны иметь в комплекте:		
8.1 Программное обеспечение (русифицированный вариант) для:общения с терминалами;настройки параметров и конфигурации;регистрации;считывания и просмотра осциллограмм.		да
8.2 Документация на русском языке, содержащая:описание принципов работы;технические характеристики;алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы, описание их функционирования и взаимодействия внутри терминала;рекомендации по выбору параметров настройки терминала;инструкции по наладке и эксплуатации		да
9 Фирмы поставщики оборудования должны иметь в России технический центр по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке и эксплуатации применяемых устройств управления и защиты (предоставить список технических специалистов (по видам оборудования) и их контактные данные)		да
10 Фирмы поставщики оборудования РЗА должны предоставить схемы параметрирования и схемы внутренней логики		да
10 Фирмы поставщики оборудования РЗА должны предоставить схемы параметрирования и схемы внутренней логики		да
11 Поставщик должен дать предложения по подготовке силами и в учебных центрах подрядчика или завода - изготовителя эксплуатационного персонала Заказчика в количестве: Условия должны быть оговорены заказчиком в контракте на поставку услуг		4 человека
12 Срок службы системы РЗА (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее, лет		20
13 Гарантийный срок эксплуатации, не менее, месяцев		24

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

9

Функции, их характеристика	Требуемое значение параметра
14 Гарантийный ремонт организуют поставщики оборудования в срок не более, дней	5**

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

4 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКТУ СТУПЕНЧАТЫХ ЗАЩИТ (КСЗ)

Таблица 3-Технические требования к комплекту ступенчатых защит (КСЗ)

Функции, их характеристики		Требуемое значение параметра
1 Дистанционная защита		
1.1 Количество ступеней: - от междуфазных КЗ; - от всех видов КЗ.		не менее трёх не менее одной
1.2 Вид характеристики срабатывания дистанционных измерительных органов		Многоугольная
1.3 Направленность ДИО		не менее трёх «в линию» не менее одной «в шины»
1.4 Диапазон регулирования сопротивлений срабатывания ступеней, Ом/фазу		0,1 – 400
1.5 Диапазон регулирования выдержек времени ступеней, с		0 – 10
1.6 Регулирование уставок сопротивления срабатывания каждой ступени		Независимое
1.7 Регулирование выдержек времени каждой ступени		Независимое
1.8 Пуск элементов времени каждой ступени		от собственных ИО
1.9 Минимальный ток надёжного срабатывания		не более $0,1 \cdot I_n$
1.10 Возможность ввода/вывода ДИО от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, а также ступени в целом		программная независимая
1.11 Блокирование при качаниях		любую ступень
1.12 Блокирование защиты на устанавливаемое пользователем время привывлении качаний и их развитии		Да
1.13 Логика телеускорения защиты с передачей, использованием разрешающих сигналов		Да (резерв)
1.14 Отсутствие «мёртвой зоны» при всех видах КЗ, в том числе при включении линии на трёхфазную «закоротку»		Да
1.15 Автоматическое ускорение с диапазоном регулирования выдержки времени действия одной из ступеней при включении линии под напряжение, с		0 – 5
1.16 Блокирование от внешних и/или внутренних сигналов		любой ступени
1.17 Оперативное ускорение с диапазоном регулирования выдержки времени действия одной из ступеней от внешнего сигнала, с		0 – 5
2 Токовая направленная защита нулевой последовательности ТНЗНП		
2.1 Количество ступеней		не менее 4-х
2.2 Диапазон регулирования независимых выдержек времени, с		0 – 10
2.3 Диапазон регулирования токов срабатывания ЗИО - первая ступень - вторая ступень - третья ступень - четвёртая ступень		$(0,5 - 25) \cdot I_n$ $(0,2 - 15) \cdot I_n$ $(0,1 - 2) \cdot I_n$ $(0,05 - 2) \cdot I_n$
2.4 Программная возможность ввод/вывод направленности действия		любой ступени
2.5 Изменение направленности действия на «обратное»		не менее чем для одной ступени
2.6 Пуск элементов времени каждой ступени		от собственных ИО и ОНМ
2.7 Оперативное ускорение с диапазоном регулирования выдержки времени действия одной из ступеней от внешнего сигнала, с		0 – 5

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

Функции, их характеристики	Требуемое значение параметра
2.8 Автоматическое ускорение с диапазоном регулирования выдержки времени действия одной из ступеней при включении линии под напряжение, с	0 – 5
2.9 Автоматическое блокирование при бросках тока намагничивания	любых ступеней
2.10 Логика телеускорения защиты с передачей, использованием разрешающих сигналов	Да (резерв)
3 Максимальная токовая защита	
3.1 Пофазная токовая отсечка с диапазоном регулирования уставки	(0,5 - 20)*I _н
3.2 Токовая защита - количество ступеней - диапазон регулирования уставок токовых органов - диапазон регулирования токовых выдержек времени, с - действие на отключение - возможность использования в качестве аварийной с автоматическим вводом при неисправностях цепей напряжения терминала - программная возможность ввода/вывода	не менее 2-х (0,5 - 10)*I _н 0,1 - 10 3-х фаз любой ступени
4 Функция определения места повреждения (ОМП)	да
5 Терминал КСЗ должен:	
5.1 Осуществлять пофазное отключение при однофазных КЗ на землю и трёхфазное при других видах КЗ с возможностью оперативного и программного перевода на трёхфазное отключение при всех видах КЗ с соответствующим пуском УРОВ и выбором соответствующего алгоритма действия АПВ	да
5.2 Осуществлять непосредственное воздействие на выходную логику терминала сигналов внешних защит при их пофазном/ трёхфазном действии	да
5.3 Осуществлять трёхфазное отключение с запретом ТАПВ при включении на устойчивое однофазное КЗ и при всех видах КЗ на линии, возникающих с момента подачи команды на включение отключившейся фазы до момента готовности	да
5.4 Осуществлять трёхфазное отключение с последующим ТАПВ как при междуфазных КЗ на линии, так и при переходе однофазного КЗ в междуфазное или при возникновении КЗ на не отключенных фазах	да
5.5 Иметь возможность блокирования всех функций, подверженных излишним ложным действиям при любых неисправностях цепей напряжения (КЗ и/или обрыва цепей ТН)	да
5.6 Иметь свободно программируемые выходные реле	не менее 36
5.7 Иметь контакты разных выходных реле без общей точки (если имеются с общей точкой, указать сколько)	Да
5.8 Иметь свободно программируемые оптронные входы	не менее 28
5.9 Иметь оптронные входы без общей точки (если имеются с общей точкой, указать сколько)	Да

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

12

Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата

5 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИКЕ УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ, АПВ, УРОВ

Таблица 4-Технические требования к автоматике управления выключателем, АПВ, УРОВ

Функции, их характеристики		Требуемое значение параметра
1. УРОВ		
1.1. Контроль положения выключателя с помощью специальных органов тока, времявозврата которых при размыкании максимального первичного тока выключателем и наличии периодически затухающего тока во вторичных цепях трансформатора тока должно обеспечивать время возврата УРОВ		не более 20 мс
1.2. Прием трехфазных пусковых сигналов срабатывания внешних/внутренних защит и подхват на время существования тока в УРОВ		да
1.3. Запоминание приема сигналов на время, с		0,5 - 0,6
1.4. Диапазон регулирования срабатывания таймеров, с		0,1 - 1,0
1.5. Диапазон регулирования токовых органов УРОВ, А		$(0,05 - 2) \times I_n$
1.6. Повторное действие на отключение выключателя без выдержки времени (действие «на себя»)		да
1.7. При пуске УРОВ от защит и наличии тока, превышающего ток срабатывания, по истечении установленной выдержки времени, формировать сигналы трехфазного отключения смежных выключателей, запрета АПВ отказавшего и смежных выключателей		да
1.8. Возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателей, определяемом по возврату токовых органов		да
2. АПВ		
2.1. Контроль готовности выключателя осуществлять цикл «отключить-включить-отключить»		да
2.2. При наличии готовности выключателя, устройства АПВ, сигнала пуска от защиты/или по цепи несоответствия осуществлять АПВ с установленной выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с		не менее 0,1 - 10
2.3. Запрет АПВ от внешних устройств с восстановлением готовности АПВ после снятия сигнала блокирования по истечении заданного времени, регулируемого в диапазоне, с		не менее 1 - 60
2.4. После осуществления повторного включения возвращать АПВ в состояние готовности через установленное время, регулируемое в пределах, с		не менее 15 - 60
2.5. Алгоритмы функционирования АПВ		
2.5.1. Однократное АПВ с пуском по «цепи несоответствия» или при действии защит		да
2.5.2. Двухкратное АПВ с пуском по «цепи несоответствия» или при действии защит (для тупиковых ВЛ)		да
2.5.3. Возможность выполнения цикла АПВ с разным временем и с разными контролями напряжений для АПВ присоединения и при автоматической сборке СШ после работы ДЗШ.		да
2.5.4. Алгоритмы АПВ в любом их сочетании:	АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия напряжения на шинах	да
	АПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии	да
	АПВ с контролем симметрии напряжений и наличия синхронизма	да
	АПВ без элементов контроля	да
2.6. Условия включения АПВ		
2.6.1. Отсутствие напряжения на линии и шинах с диапазоном регулирования уставок		не менее $(0,1 - 1) \times U_n$
2.6.2. Наличие симметричного напряжения на линии и шинах с диапазоном регулирования уставок		$(0,5 - 1,2) \times U_n$

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

13

Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата

Функции, их характеристики		Требуемое значение параметра
2.6.3. Наличие синхронизмасравниваемых напряжений с контролем следующих параметров регулируемых в диапазоне:	Допустимой разности модулей	не менее $(0,05 - 0,5) \times U_n$
	Допустимого угла (при контроле синхронизма)	не менее $5^\circ - 75^\circ$
	Допустимой частоты скольжения (для контроля синхронизма), Гц	0,05 - 0,3
2.7. Возможность осуществления контроля напряжения и синхронизма на линии с использованием тока трансформатора тока для отбора напряжения (ТОН) от конденсатора связи, подключаемого к любой из фаз линии с возможностью подстройки угла синхронизируемых напряжений в пределах $\pm 90^\circ$.		да
2.8. Вторичный ток трансформатора тока для отбора напряжения, соответствующий номинальному напряжению		0,1-0,2 А.
3. Терминал должен:		
3.1. Осуществлять трехфазное отключение с пуском УРОВ (если УРОВ внешнее устройство)		да
3.2. Осуществлять непосредственное воздействие на выходную логику терминала сигналов внешних защит		да
3.3. Иметь свободно программируемые выходные реле		не менее 24
3.4. Иметь свободно программируемые оптронные входы		не менее 16
3.5. Иметь возможность увеличения числа входов и выходов		да
3.6. Иметь защиту от непереключения фаз		да

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

007-24-СТ-ОТР.ТТ2

Лист

14

Лист регистрации изменений

[illegible]

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

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

 И.П. Гришин

«02» 04 2024г.

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель
генерального директора –
главный инженер
ООО «Севастопольэнерго»

 В.А. Шульженко

«27» 06 2024г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

объектов ООО «Севастопольэнерго»

по титулу:

**«Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС
«Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6»**

1. Основание для проектирования.

Инвестиционная программа ООО «Севастопольэнерго» на 2022-2026 годы, утвержденная Приказом департамента городского хозяйства города Севастополя от 27.12.2023 № 412-ОД. Идентификатор инвестиционного проекта J-СЭ03008.

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

НТД указаны в приложении 1 к настоящему заданию на проектирование.

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

3. Вид строительства и этапы разработки проектной документации.

3.1. Реконструкция ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6 для обеспечения возможности ввода в работу ПС 110/10/6 кВ «Капитанская» с заменой существующих панелей защит ВЛ 110кВ (ЭПЗ-1636 и ПЗ-2/2) и установкой вторых комплектов ступенчатых защит на следующих ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега;
- ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11;

Тип защит уточнить при проектировании.

3.2. Перечень работ и программ, по которым требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному ЗП:

- «Подстанция «Капитанская» 110/10/6 кВ с заходами»;
- «Строительство сетевого комплекса ПС-330/110кВ «Нахимовская» в районе между ПС-330кВ «Севастополь» и заводом ЖБИ (Чернореченская, 129) с подключением линии электропередачи 330кВ к ТЭС-330кВ «Балаклавская»;
- «Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ с подключением её отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 с заменой провода на участках, образуемых ВЛ 110 кВ»;

Данный перечень титулов не является окончательным и может быть дополнен Заказчиком в процессе проектирования.

3.3. Этапы разработки документации:

I этап – разработка и обоснование основных технических решений (ОТР) по следующим объектам:

- ПС 110 кВ ПС-5;
- ПС 110 кВ ПС-6;

а также согласование с Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, ООО «Севастопольэнерго», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и другими участниками строительства (при необходимости) разработанных ОТР.

II этап – разработка, согласование проектной документации и результатов инженерных изысканий с Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, ООО «Севастопольэнерго» и с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, экспертиза проектной документации и результатов инженерных изысканий в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; разработка и согласование закупочной документации.

III этап – разработка рабочей документации в соответствии с разработанной ПД.

Рабочая документация, разработанная на III этапе проектирования, должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, ООО «Севастопольэнерго» и собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования (при необходимости).

3.4. Разработка закупочной документации на проведение процедур по выбору подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ (СМР) и пуско-наладочных работ (ПНР) должна осуществляться на основании проектной документации, согласованной с Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, ООО «Севастопольэнерго», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и утвержденной Заказчиком в установленном порядке.

3.5. ОТР, разработанные на I этапе проектирования, могут быть скорректированы на этапе разработки проектной документации. Указанные изменения должны быть согласованы со всеми лицами, участвующими в разработке и согласовании ЗП и ОТР.

3.6. Сроки разработки документации и выполнения работ по всем этапам разработки документации – в соответствии с заключенным договором.

4. Основные характеристики проектируемого объекта.

4.1. В части ПС 110 кВ ПС-5:

Наименование характеристики	Характеристика объекта
Номинальные напряжения, кВ	110/35/6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ОРУ 110 кВ – открытое распределительное устройство. ОРУ 35 кВ - открытое распределительное устройство. ЗРУ 6 кВ – закрытое распределительное устройство. Конструктивное исполнение ПС и РУ после реконструкции не изменяется.
Тип схемы каждого РУ	ОРУ 110 кВ – типовая схема №110-13Н "Две рабочие и обходная система шин". ЗРУ 6 кВ – схема № 6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин». Схемы РУ после реконструкции не изменяются.
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	ОРУ 110 кВ: 2 ЛЭП; ОРУ 35 кВ: 1 ЛЭП; ЗРУ 6 кВ: 54 ЛЭП. Количество ЛЭП после реконструкции не изменяется.
Количество и мощность силовых (авто) трансформаторов	Т-1 110/6/6 кВ – ТРДН-25000/110-66; Т-2 110/6/6 кВ – ТРДН-25000/110-66. Т-3 110/35/6кВ – ТРДН-16000/110-66 Замена трансформаторов не требуется.

Наименование характеристики	Характеристика объекта
Система собственных нужд	Источники питания ТСН 6 кВ: ТСН-1 типа ТМ-400/6,3-0,4; ТСН-2 типа ТМ-400/6,3-0,4. Систему собственных нужд после реконструкции уточнить при проектировании.
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	Определить при проектировании.
Релейная защита и сетевая автоматика (РЗ и СА)	Определить при проектировании объёмы реконструкции устройств РЗА ВЛ 110 кВ ПС5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега: - замена существующей панели защит ЭПЗ-1636 (1комплект); - установка второго комплекта ступенчатых защит от всех видов КЗ и токовых защит без выдержки времени (1комплект); Проектируемые к установке устройства РЗА должны быть выполнены на базе современных микропроцессорных устройств. Проектируемые к установке микропроцессорные устройства РЗА должны соответствовать «Требованиям к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №101 с изменениями и дополнениями, утвержденными Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 №546. Проектируемые к установке микропроцессорные устройства РЗА должны обеспечивать работу в диапазоне частот в соответствии с п.5.6.2. ГОСТ ИЕС 60255-1-2014 «Реле измерительные и защитное оборудование. Часть 1. Общие требования», но не уже, чем 45,0 – 55,0 Гц. Устройства РЗА должны иметь возможность интеграции в АСУ ТП подстанции. Технические характеристики устанавливаемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, СМНР, ОМП)	Определить при проектировании
Станционные сооружения ВОЛС	Не требуется
Требования по структуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического	1. ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, в диспетчерском ведении которого будут находиться отходящие от ПС ЛЭП и в диспетчерском ведении

Наименование характеристики	Характеристика объекта
управления ПС	которого будут находиться оборудование и устройства ПС. 2. ОДС ООО «Севастопольэнерго» осуществляет оперативно-технологическое управление отходящими от ПС ЛЭП, оборудованием и устройствами ПС. 3. Проектом обеспечить возможность оперативно-технологического управления из ДП ОДС ООО «Севастопольэнерго», осуществляющего технологическое управление отходящими от ПС ЛЭП, оборудованием и устройствами ПС. 4. Форма организации круглосуточного оперативного обслуживания ПС не изменяется (постоянное дежурство оперативного персонала на объекте). Структуру связи после реконструкции определить при проектировании.

ПС сохранить существующее диспетчерское наименование:
ПС 110 кВ ПС-5.

4.2. В части ПС 110 кВ ПС-6:

Наименование характеристики	Характеристика объекта
Номинальные напряжения, кВ	110/6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ОРУ 110 кВ – открытое распределительное устройство. ЗРУ 6 кВ – закрытое распределительное устройство. Конструктивное исполнение ПС и РУ после реконструкции не изменяется.
Тип схемы каждого РУ	ОРУ 110 кВ – не типовая схема "Мостик с выключателями в цепях трансформаторов" с отделителями вместо выключателей в цепях трансформаторов и без ремонтной перемычки. ЗРУ 6 кВ — схема № 6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин». Схемы РУ после реконструкции сохранить существующие.
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	ОРУ 110 кВ: 2 ЛЭП; ЗРУ 6 кВ: 35 ЛЭП. Количество ЛЭП после реконструкции не изменяется. Изменение количества отходящих ЛЭП не требуется.
Количество и мощность силовых (авто) трансформаторов	Т-1 110/6/6 кВ – ТРДН-40000/110-66; Т-2 110/6/6 кВ – ТРДН-40000/110-66. Изменение количества и мощности АТ не требуется.
Система собственных нужд	Источники питания ТСН 6 кВ: ТСН-1 типа ТМ 11-100-10-6-0,4; ТСН-2 типа ТМ 11-100-10-6-0,4. Систему собственных нужд после реконструкции уточнить при проектировании.
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	Определить при проектировании.
Релейная защита и сетевая автоматика (РЗ и СА)	Определить при проектировании объёмы реконструкции устройств РЗА на ВЛ 110 кВ ПС6 – ПС-11 и ВЛ 110 кВ ПС6 – ПС-5:

	- замена существующих панелей защиты ПЗ-2/2 (2 комплекта); - установка второго комплекта ступенчатых защит от всех видов КЗ и токовых защит без выдержки времени (1 комплект); Проектируемые к установке устройства РЗА должны быть выполнены на базе современных микропроцессорных устройств. Проектируемые к установке микропроцессорные устройства РЗА должны соответствовать «Требованиям к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №101 с изменениями и дополнениями, утвержденными Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 №546. Проектируемые к установке микропроцессорные устройства РЗА должны обеспечивать работу в диапазоне частот в соответствии с п.5.6.2. ГОСТ ИЕС 60255-1-2014 «Реле измерительные и защитное оборудование. Часть 1. Общие требования», но не уже, чем 45,0 – 55,0 Гц. Устройства РЗА должны иметь возможность интеграции в АСУ ТП подстанции. Технические характеристики устанавливаемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».
Станционные сооружения ВОЛС	Не требуется
Требования по структуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления ПС	1. ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, в диспетчерском ведении которого находятся отходящие от ПС ЛЭП 110 и в диспетчерском ведении которого находится оборудование 110 кВ и устройства ПС. 2. ОДС ООО «Севастопольэнерго» осуществляет технологическое управление отходящими от ПС ЛЭП 110 кВ. 3. Проектом обеспечить возможность оперативно-технологического управления из ДП ОДС ООО «Севастопольэнерго», осуществляющего технологическое управление отходящими от ПС ЛЭП, оборудованием и устройствами ПС. 4. Форма организации круглосуточного оперативного обслуживания ПС не изменяется (постоянное

	дежурство оперативного персонала на объекте). Структуру связи после реконструкции определить при проектировании.
--	---

ПС сохранить существующее диспетчерское наименование:
ПС-6.

5. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.

5.1. Предпроектные обследования.

Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования объектов проектирования.

Выполнить предпроектные обследования ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС - 6 и определить необходимость и объемы их реконструкции для обеспечения возможности ввода в работу ПС 110/10/6 кВ «Капитанская».

5.1.1. При предпроектном обследовании оборудования ИТС и систем связи объекта проектирования и объектов, технологически связанных с объектом проектирования, совместно с ООО «Севастопольэнерго» определить и оценить:

- состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗА (в том числе в сети, прилегающей к объекту проектирования);
- виды, объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА и РА;
- схему и состав существующей сети связи, включая резервные каналы связи, для систем диспетчерского и технологического управления (СДТУ) на объекте строительства и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗ, ПА и РА, передачи в центры управления сетями (ЦУС) и в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ информации систем РАСП, телеинформации и организации телефонной связи для оперативных переговоров;
- отклонения (при наличии) от требований селективности, быстродействия и чувствительности устройств РЗ в существующей сети;
- существующие АСУ ТП (ССПИ, ТМ) и ОИК на предмет достаточности и необходимости их модернизации.

5.1.2. Для всех измеряемых параметров и применяемых на объекте СИ, включая измерительные каналы информационно-измерительных систем, необходимо определить:

- полноту перечня измеряемых параметров, соответствие погрешности измерений параметра установленным (действующим) нормам точности измерений (максимальной допускаемой погрешности измерений), отнесение измерений к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- перечень, размещение, условия эксплуатации и техническое состояние СИ, применяемых для измерения параметров;
- соответствие технических и метрологических характеристик СИ

установленным (действующим) требованиям к нормам точности измерений;

- соответствие параметров и технического состояния цепей измерений, включая вторичные цепи, установленным требованиям;

- необходимость замены, модернизации СИ, измерительных комплексов.

5.1.3. Результаты предпроектного обследования согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, ООО «Севастопольэнерго».

5.1.4. Предпроектные обследования проводятся проектной организацией самостоятельно, с выездом специалистов на объекты.

5.1.5. Заказчик обеспечивает доступ на объект и оказывает необходимое содействие в сборе исходных данных.

5.1.6. Отчет с результатами предпроектного обследования оформить отдельными томами по каждому обследуемому объекту.

5.2. I этап проектирования «Разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и другими участниками строительства основных технических решений (ОТР) по сооружаемому объекту».

На I этапе проектирования в составе раздела разработать принципиальные технические решения в части установки (модернизации) защит от междуфазных и однофазных КЗ на объектах проектирования и технологически связанных с ПС 110 кВ ПС Капитанская (ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС-6).

На I этапе проектирования разработать следующие разделы документации:

5.2.1 «Основные технические решения по ПС и ЛЭП».

В части ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС-6 обосновать, рекомендовать, определить и выполнить:

- решения по основному электротехническому оборудованию (при необходимости);

- решения по организации системы электроснабжения и резервирования СН (при необходимости). При необходимости, для электроприемников, перерыв в работе которых недопустим с точки зрения обеспечения технологического процесса, в качестве одного из вариантов резервирования СН рассмотреть возможность применения источников бесперебойного питания (ИБП), построенных на базе дизель-генераторной установки (ДГУ) либо аккумуляторной батареи большой емкости (АББЭ), включая: расчет суммарного электропотребления электроприемниками СН с выделением электроприемников, перерыв в работе которых недопустим с точки зрения обеспечения технологического процесса;

- решения по ограничению токов КЗ, включая способ, состав и параметры применяемого оборудования (при необходимости);

- использование существующих зданий и сооружений;

- решения по системам РЗА, ССПИ (ТМ), (для объектов реконструкции);

- решения по обеспечению ЭМС устройств РЗА, ССПИ (ТМ) (при необходимости);

- решения по демонтируемому оборудованию (при необходимости).

5.2.2 «Основные технические решения по РЗА и другим ИТС».

В составе раздела с учетом результатов предпроектного обследования выполнить, определить и разработать:

- состав вновь устанавливаемых и объемы модернизации существующих устройств ИТС, в т.ч. РЗ, СА, ПА, РА и РАСП (РАС, ОМП, СМПР) каждого элемента проектируемого объекта (шины, СКРМ и т.д.) с учетом максимально допустимого времени отключения КЗ.
- технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ и ТН;
- расчеты по определению времени до насыщения ТТ при КЗ и разработка мероприятий (при необходимости) по исключению неправильной работы функций РЗ, реализованных в устройствах РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ;
- режимы АПВ ЛЭП и шин (ошиновок), в т.ч. алгоритмы АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.);
- каналы, технологии и состав оборудования связи, используемые для целей РЗ, ПА, РА и РАСП;
- Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, СА, в т.ч. для:
 - подтверждения принципов выполнения;
 - обоснования состава устройств РЗ, в том числе необходимости установки трех устройств РЗ на ЛЭП 110 кВ, для которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;
 - обоснования требуемого количества и направленности ступеней резервных защит ЛЭП;

В составе раздела разработать принципиальные технические решения в части установки (модернизации) основных и резервных защит от междофазных и однофазных КЗ на объектах проектирования в соответствии с «Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утвержденными Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №101 с изменениями и дополнениями, утвержденными Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 №546.

5.2.3 Состав представляемых на рассмотрение материалов I этапа проектирования:

- утвержденное ЗП;
- перечень исходных данных для проектирования;
- материалы, в т.ч. иллюстрационные, предпроектного обследования (для вновь проектируемых и реконструируемых ПС и ЛЭП);
- расчеты мощности приемников СН в табличной форме. Выбор количества, единичной мощности, типоразмера ТСН, обоснование резервирования СН, вида, единичной мощности и схемы подключения

источника (при необходимости);

- источники резервного питания, выбор принципиальной схемы СН (при необходимости);

- пояснительная записка с описанием рассмотренных вариантов выполнения устройств РЗ, АПВ, ПА и РА и выбранным составом устройств РЗ, АПВ, ПА и РА;

- схема распределения по ТТ и ТН устройств РЗ, АПВ, ПА и РА, РАС, ОМП, на проектируемом объекте и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования;

- схемы электрические принципиальные реконструируемых ПС;

- состав устройств ИТС, в т.ч. РЗА, и СМ на проектируемом объекте и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования, с краткой пояснительной запиской с описанием рассмотренных вариантов;

- решения по регистрации аварийных событий и процессов РАС с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗ, АПВ, ПА и РА, в т.ч. вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров, условия пуска (для обеспечения функций РАС), длительности записи, синхронизации по времени, передачи аварийной информации в ЦУС ООО «Севастопольэнерго» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ;

- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, АПВ для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит, АПВ;

- чертежи с компоновкой ПС и каждого РУ, по которому выполняется реконструкция;

- ситуационный план ПС (при необходимости);

- генеральный план реконструируемой ПС с отражением на нем вновь сооружаемых и переустанавливаемых электроустановок, зданий, сооружений, коммуникаций и др. (при необходимости);

- расчет стоимости строительства рекомендуемого варианта (при необходимости);

- состав и очередность этапов строительства, реконструкции;

5.3. II этап проектирования «Разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ проектной документации в части реконструируемых объектов».

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Проектная документация, выполненная на II этапе, должна быть согласована в требуемом объеме ООО «Севастопольэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и с субъектами электроэнергетики – собственниками энергообъектов, технологически связанных с объектом проектирования.

5.3.1. В том числе для ПС выполнить/определить:

– проект демонтажных работ, в том числе выполнить расчет и сформировать сводную информацию:

- об объемах лома цветных и черных металлов, планируемого к высвобождению при осуществлении реконструкции (демонтаже) объектов электросетевого хозяйства и иных объектов собственности ООО «Севастопольэнерго» на основании данных технической документации (технических паспортов) реконструируемых объектов движимого и недвижимого имущества (зданий, сооружений, оборудования и т.п.);

– схему распределения устройств ИТС, в т.ч. РЗА и СМ, по ТТ и ТН (оригиналы схемы на бумажном носителе должны быть утверждены ООО «Севастопольэнерго», предоставляется на согласование с томами проектной документации, содержащими обоснования принятых решений);

– состав, линейные и структурные схемы систем связи;

– состав и схема размещения устройств ИТС, в т.ч. РЗА, с учетом этапов реконструкции;

– схема организации каналов диспетчерской связи и передачи телеметрической информации в направлении ЦУС ООО «Севастопольэнерго» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ;

– согласованные решения по регистрации аварийных событий и процессов;

– технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом и смежных объектах;

– прочие разделы проектной документации согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

5.3.1.1. В части технических решений по РЗА объектов проектирования с использованием микропроцессорных устройств, выполнить/определить, в т.ч.: Схему размещения устройств РЗА на объекте проектирования и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования.

5.3.1.2. Схемы распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗА, ССПИ, ТМ) на объекте проектирования и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) (подтвердить на основании расчетов (при необходимости уточнить) решения, принятые на I этапе проектирования), с учетом этапов строительства.

5.3.1.3. Схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования энергообъектах, технологически связанных с и объектом проектирования.

5.3.1.4. Мероприятия, исключающие необходимость вывода устройств РЗА, которые могут ложно сработать при проведении операций в их токовых

цепях с помощью испытательных блоков из-за разности потенциалов между двумя точками заземления токовых цепей.

5.3.1.5. Структурно-функциональные схемы устройств РЗА.

5.3.1.6. Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети (шины, Т и т.д.), необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

5.3.1.7. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, СА и необходимые для этого расчеты токов КЗ, в т.ч. для:

- обоснования количественного состава устройств РЗ;
- обоснования принятых коэффициентов трансформации ТТ дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов ТТ (без установки промежуточных ТТ).

5.3.1.8. Решения по удаленному доступу к изменению конфигураций и уставок терминалов РЗА.

5.3.1.9. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА.

5.3.1.10. Решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта (ПС) независимым РАС с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в т.ч.:

- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- частота обработки;
- регистрируемые сигналы (с указанием источника сигнала);
- условия пуска (для обеспечения функции РАС) должны обеспечивать сбор информации, достаточной для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса.

5.3.2. Решения по организации электропитания устройств РЗА и других систем, включая:

- таблицы новых потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ, постоянного оперативного тока и их характеристики;

- схемы новых элементов сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ

- ориентировочные расчеты токов КЗ в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока;

- выполнение защиты новых элементов сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;

- построение карт селективности новых защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока.

5.3.3. Предварительный расчет объема кабельной продукции (с учетом аварийного резерва):

5.3.3.1. Привести расчёт объёма кабельной продукции.

- 5.3.3.2. Выполнить расчёты сечения кабельной продукции цепей РЗА.
- 5.3.3.3. Выполнить кабельные журналы по каждому из устройств (шкафов) РЗА.
- 5.3.3.4. Схемы раскладки кабельной продукции по каждому из объектов проектирования/реконструкции.

5.3.4. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, обеспечивающих нормальную работу устройств РЗА с отражением, в том числе решений по:

- заземляющему устройству объекта проектирования;
- способам раскладки кабелей вторичных цепей и силовых, в т.ч. кабелей собственных нужд объекта проектирования;
- молниезащите и обеспечению отсутствия ее влияния на устройства;
- реализации, при необходимости, дополнительных мероприятий по обеспечению ЭМС при наличии внешних по отношению к объекту
- строительства мощных источников высокочастотных излучений, применению экранированных и/или неэкранированных кабелей во вторичных цепях для подключения устройств и другие.

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, предусмотренных проектом, по обеспечению требований ЭМС.

5.3.5. «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (для ПС) оформить отдельными томами в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (ред. от 21.04.2018) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

5.3.6. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнить в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов и оформить отдельным томом.

5.3.7. Проект организации строительства (ПОС) с определением продолжительности выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая предложения по выделению очередей и этапов строительства схему транспортировки оборудования и т.д. Предусмотреть съезды и временные дороги.

В ПОС для каждого этапа строительства (реконструкции) должны быть проработаны решения:

- 1) Общие:
 - по минимизации количества и периодов эксплуатации объектов с временными (ослабленными) схемами электроснабжения потребителей;
- 2) В части РЗА:
 - взаимодействия вновь устанавливаемых устройств РЗА с существующими на ПС устройствами РЗА.

5.3.8. Сметную стоимость строительства приводить в двух уровнях цен: в базисном (по состоянию на 01.01.2000 г.) и текущем, сложившемся ко времени

составления смет.

Сметную документацию представить в печатном и в электронном виде в формате программного комплекса «Гранд смета», а также в MS Excel и в универсальном формате XML. При составлении сметной документации в базисном уровне цен использовать актуальную редакцию территориальной сметно-нормативной базы (ТЕР, ТЕРм, ТЕРп, ТССЦ), внесенной в Федеральный реестр сметных нормативов, а при отсутствии таковой в реестре – применять федеральную сметно-нормативную базу (ФЕР, ФЕРм, ФЕРп, ФССЦ).

Сводный сметный расчет должен содержать:

- затраты на временные здания и сооружения;
- затраты на авторский надзор;
- затраты на проведение экспертизы проектной документации (в том числе проверки достоверности определения сметной стоимости строительства) и результатов инженерных изысканий.

5.3.9. Предусмотреть затраты на строительство, разборку и восстановление зданий и сооружений.

5.3.10. В случае, когда строительство и ввод в эксплуатацию ряда объектов предусматривается осуществлять отдельными этапами строительства, необходимо сформировать ведомость сметной стоимости строительства объектов, входящих в этап строительства, с объединением отдельных этапов строительства в общий сводный сметный расчет.

5.3.11. Предусмотреть затраты на осуществление платежей за негативное воздействие на окружающую среду в процессе строительства (реконструкции).

5.3.12. Предусмотреть затраты на рекультивацию земель (в случае необходимости).

5.3.13. Включить в сметную документацию лимит прочих работ и затрат.

5.3.14. Пересчет сметной стоимости в текущий уровень цен в сводном сметном расчете учесть в соответствии с актуальными индексами изменения сметной стоимости, утвержденными Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации.

5.3.15. При выполнении проектной документации для сокращения издержек, увеличения доходов и повышения эффективности деятельности:

- производить сравнительный анализ альтернативных вариантов реализации с целью выявления наиболее эффективного варианта в части снижения капитальных и текущих издержек ООО «Севастопольэнерго» на создание и содержание объекта;

5.3.16. В разделе «Пояснительная записка» привести сведения об использовании ранее разработанной документации при выполнении проектной документации по настоящему титулу: каталогов унифицированных и типовых конструкций (схем, компоновок и т.д.), типовой проектной документации, проектов повторного применения, материалов ранее разработанной внестадийной и/или проектной документации и т.п.

5.3.17. При разработке проектной документации в приоритетном порядке следует рассматривать технические решения с применением оборудования, конструкций, материалов и технологий отечественного производства.

В разделе «Пояснительная записка» отразить сведения о возможности реализации проектных решений с применением оборудования, конструкций, материалов и технологий, производимых в Российской Федерации. Привести перечень типов/видов оборудования, конструкций, материалов и технологий, предусмотренных проектной документацией, но не производимых на территории Российской Федерации.

В документации не допускается указывать наименования изготовителей и/или марки (в том числе технические условия на изготовление) проектируемого оборудования, систем.

5.3.18. Документацию в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить Заказчику:

- в 5 (пяти) экземплярах на бумажном носителе (после получения положительных заключений органов экспертизы), из которых не менее 1 (одного) экземпляра в оригинале. Каждый том оригинала и копии ПД должен быть прошит, заверен печатью и подписью руководителя, страницы пронумерованы. Все экземпляры томов копий ПД должны быть заверены печатью проектной организации «Копия верна»;

- в электронном виде в формате pdf с текстовой подложкой для документов с текстовым, графическим содержанием; xls,xlsx, в формате специальных программ для сводки затрат, сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных сметных расчетов (смет), сметных расчетов на отдельные виды затрат; xml для локальных сметных расчетов (смет) на всех этапах проектирования в том числе её согласования – в 2 (двух) экземплярах на USB;

- в электронном виде в формате pdf с текстовой подложкой, а также в форматах rtf, doc, docx, xls и/или xlsx для документов с текстовым содержанием; dwg и/или dwt для документов с графическим содержанием после получения положительных заключений органов экспертизы – в 2 (двух) экземплярах на USB.

Электронная версия документации должна соответствовать ведомости основного комплекта проектной документации и комплектоваться отдельно по каждому тому. Имя файлов томов, сшивов чертежей должны соответствовать шифру документации, представленной на бумажных носителях. Имя файла не должно превышать разрешенного количества символов (160 символов), использование недопустимых символов ОС Windows запрещается.

5.3.19. Одновременно с разработкой проектной документации необходимо разработать техническую часть закупочной документации (отдельным томом).

5.3.20. Итогом I этапа проектирования является получение положительных заключений экспертиз по проектной документации, результатам инженерных изысканий и сметной документации.

5.4. III этап проектирования «Разработка и согласование рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

5.4.1. Рабочую документацию разработать в соответствии с проектной

документацией.

5.4.2. Разработку рабочей документации выполнить в соответствии с действующими нормативными требованиями Российской Федерации.

5.4.3. Рабочая документация, выполненная на III этапе, должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и ООО «Севастопольэнерго».

5.4.4. В части технических решений по РЗА объекта проектирования и энергообъектов, технологически связанных с объектом проектирования с использованием микропроцессорных устройств, выполнить/определить:

- пояснительную записку, включающую проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики, а также бланки уставок, содержащий параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета;

- схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии);

- принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд;

- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;

- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА;

- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;

- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

- принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей;

- технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации.

5.4.5. Итогом III этапа проектирования является разработанная в полном объеме и согласованная с Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и ООО «Севастопольэнерго» рабочая документация.

6. Особые условия.

6.1. Оформление текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной документации, выполнить в соответствии с приказом Минрегиона России от 02.04.2009 г. № 108.

Графические материалы проектных решений, связанные с размещением

проектируемого объекта (в том числе чертежи, содержащие первичное и вторичное оборудование, проектируемое по данному ЗП; ситуационный план ПС; план заходов существующих и проектируемых ЛЭП на ПС; генеральные планы реконструируемых ПС; планы трасс ЛЭП, содержащие первичное и вторичное оборудование, проектируемое по данному ЗП, с указанием границ собственников; планы и профили пересечений КЛ с наземными и подземными коммуникациями; границы особо охраняемых природных территорий, лесопарковых зон, межевые, кадастровые планы территорий с нанесенными полосами отвода земель, границами охранных и санитарно-защитных зон, проектируемые дороги и маршруты для доставки крупногабаритного груза, чертежи коммуникаций, поэтажные планы и др.), выполнить в электронном виде в местной системе координат, Балтийской системе высот, в масштабе, соответствующем нормативным требованиям, в формате *.dwg, файлов, совместимых с программой AutoCAD Map 3D, а также *.dxf (или ином корпоративном стандарте); текстовые материалы по отводу земельных участков выполнить в электронном виде в программах MS Word, Excel. Проектная и иная документация (с указанием даты внесения изменений), оформленная в установленном порядке (в том числе и с официальными подписями), должна быть представлена в формате Adobe Acrobat.

Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.

6.2. При направлении откорректированных материалов ПД разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

6.3. Разработанная проектная, закупочная документации являются собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

6.4. Проектная организация обеспечивает:

- заключение по доверенности ООО «Севастопольэнерго» договоров на проведение экспертизы;

- получение всех необходимых положительных согласований и заключений, в том числе, но не ограничиваясь: природоохранных органов, органов ГО и ЧС, Министерства здравоохранения Российской Федерации и Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации, организации по проведению государственной экспертизы, эксплуатирующих организаций и органов местного самоуправления;

- сопровождение документации в органах экспертизы и получение положительных заключений (проектной документации (в том числе проверки достоверности определения сметной стоимости строительства), результатов инженерных изысканий);

- внесение соответствующих изменений (с согласованием с Заказчиком) в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов, либо эффективно оспаривает эти замечания.

6.5. Не допускается передача проектной документации в органы

экспертизы без получения согласования ООО «Севастопольэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.

6.6. При необходимости, по запросу проектной организации, выполняющей разработку проектной документации, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ и работ по выбору и утверждению трассы (площадки строительства).

6.7. В целях проведения проектно-изыскательских работ проектная организация от своего имени за свой счет оформляет и получает правоустанавливающие документы на земельные (лесные) участки (при необходимости).

6.8. Проектная организация выполняет весь комплекс работ, в том числе связанных с получением исходно-разрешительной документации для проектирования.

6.9. Проектная организация осуществляет авторский надзор по отдельному договору с Заказчиком строительства.

6.10. Технические решения проектной документации должны основываться на применении оборудования, которое прошло проверку в эксплуатации, имеет аттестацию и сертификацию на территории РФ.

6.11. Проектную и рабочую документации по каждой ПС разработать в отдельных томах/разделах.

6.12. При определении сроков строительства учитывать ограничения по получению разрешений на отключение электроустановок в период курортного сезона и осенне-зимний период, сроки изготовления и поставки основного оборудования.

6.13. В составе проектной и рабочей документации проектная организация предоставляет ООО «Севастопольэнерго» сводную спецификацию оборудования.

6.14. В составе проектной и рабочей документации проектная организация предоставляет ООО «Севастопольэнерго» сводную спецификацию материалов, конструкций.

6.15. В составе проектной и рабочей документации проектная организация предоставляет ООО «Севастопольэнерго» перечни основных объемов работ и их стоимость.

6.16. В составе проектной и рабочей документации проектная организация предоставляет ООО «Севастопольэнерго» сетевой график строительства с указанием объемов работ, их стоимости и сроков выполнения.

6.17. В составе проектной и рабочей документации проектная организация предоставляет ООО «Севастопольэнерго» график движения рабочей силы, машин и механизмов.

6.18. Сводным сметным расчетом предусмотреть затраты на проверку электромагнитной совместимости.

6.19. Сводным сметным расчетом предусмотреть затраты в части создания

геодезической разбивочной основы.

6.20. Определить непосредственный размер и включить в сметную документацию на строительство объекта следующие затраты по получению исходно-разрешительной документации и оформлению земельно-имущественных отношений (по необходимости):

- затраты по получению исходно-разрешительной документации и оформлению земельно-имущественных отношений, связанные с затратами заказчика по отводу и освоению застраиваемой территории и вводу объектов в эксплуатацию, в том числе, но не ограничиваясь: разработкой и утверждением проекта планировки территории, проекта межевания территории, получением (утверждением) градостроительных планов земельных участков, межеванием, кадастровыми работами, постановкой на кадастровый учет, оценкой рыночной стоимости за пользование (аренду/выкуп/сервитут/компенсацию убытков, включая реальный ущерб и упущенную выгоду) земельными участками с получением положительного заключения СРО, оформлением (переоформлением) и государственной регистрацией договоров аренды (купли-продажи/соглашений об установлении сервитута), переводом земель из категории в категорию, натурно-техническим обследованием лесных участков и разработкой проекта освоения лесных участков с последующим получением положительного заключения на проект, мероприятиями по смене защитности лесов, в том числе затраты на переоформление полосы отвода для отвода земельных участков в границах под обособленными площадными частями объектов капитального строительства и прекращению действия договоров аренды (соглашений об установлении сервитутов) на период строительства;

- затраты, связанные с подготовкой лесного участка (площадки) для складирования вырубленной древесины, обустройству, в том числе очистки от снега и охраной площадки складирования вырубленной древесины, перемещению и складированию вырубленной древесины;

- затраты, связанные с проведением первичной технической инвентаризации и кадастровых работ с подготовкой технических паспортов, технических планов и получением кадастровых паспортов на объект капитального строительства (ОКС), осуществлением сопровождения государственного кадастрового учета недвижимого имущества ОКС и получения кадастровых паспортов на ОКС;

- затраты, связанные с оплатой государственной пошлины, в том числе для регистрации договоров аренды, за постановку ОКС на кадастровый учет и государственную регистрацию прав на объекты недвижимости (ОКС), осуществлением сопровождения государственной регистрации прав на объекты недвижимости (ОКС);

- затраты, связанные с установлением зон с особыми условиями, в том числе составлением карты (плана) зон с особыми условиями, подготовленной в объеме, достаточном для согласования в федеральном органе исполнительной власти, осуществляющем технический контроль и надзор в электроэнергетике, и внесения в документы государственного кадастрового учета недвижимого имущества сведений о границах зон с особыми условиями;

- затраты, связанные с компенсацией за сносимые строения и садово-огородные и иные насаждения, посев, вспашку и другие сельскохозяйственные работы, ущерба, наносимого природной среде, произведенные на отчуждаемой территории, возмещением убытков и потерь по переносу зданий и сооружений

(или строительству новых зданий и сооружений взамен сносимых), по возмещению убытков, причиняемых проведением водохозяйственных мероприятий, прекращением или изменением условий водопользования, по возмещению потерь сельскохозяйственного производства;

– затраты на арендные платежи, размер которых определяется на основании действующего законодательства, расчета, составленного с учетом сведений о кадастровой стоимости земельных участков и положений постановлений Правительства Российской Федерации «Об основных принципах определения арендной платы при аренде земельных участков, находящихся в государственной собственности» от 16.07.2009 № 582 и «О ставках платы за единицу объема лесных ресурсов и ставках платы за единицу площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности» от 22.05.2007 № 310, нормативно-правовых актов органов субъектов Российской Федерации в области земельного законодательства, отчета по определению рыночной стоимости аренды в соответствии с Федеральным законом об оценочной деятельности от 29.07.1998 № 135-ФЗ с последующими изменениями и дополнениями, стандартами и правилами саморегулируемых организаций, а также заключенных между Заказчиком и правообладателями земельных участков договоров, соглашений, заключенных в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ);

– затраты на проведение мероприятий по рекультивации земель, предусмотренных Основными положениями о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы (утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.07.2018 № 800 "О проведении рекультивации и консервации земель") и иными нормативными актами РФ;

– затраты, связанные с выполнением исполнительной съемки объектов проектирования, выполненной и зарегистрированной в соответствии с требованиями, установленными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации или местного самоуправления, на территориях которых расположены объекты проектирования;

– затраты по выполнению необходимых мероприятий по противопожарному обустройству лесных участков (лесов), затрагиваемых строительством, и обеспечению их средствами предупреждения и тушения лесных пожаров, предусмотренных нормами действующего законодательства, постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил пожарной безопасности в лесах» от 30.06.2007 № 417, приказа Федерального агентства лесного хозяйства «Об утверждении Нормативов противопожарного обустройства лесов» от 27.04.2012 № 174 и т.д.;

– компенсационные затраты по переустройству объектов недвижимого имущества иных собственников, включая затраты на проведение проектно-изыскательских работ, строительно-монтажных работ, поставку оборудования, материалов, затраты по оформлению правоустанавливающих документов на земельные участки, исходно-разрешительной документации и иные сопутствующие затраты, необходимые для ввода объектов в эксплуатацию и внесения в ЕГРП сведений об изменении технических характеристик объектов недвижимости;

– иные затраты, определенные в ходе разработки проектной документации, связанные с обязательным выполнением требований действующего законодательства, в том числе затраты на проведение

необходимых мероприятий по объектам.

6.21.Опросные листы для заказа оборудования оформить отдельным единым томом.

6.22.Сокращения в задании на проектирование приняты согласно приложению 2 к настоящему ЗП.

7. Выделение этапов строительства.

Необходимость выделения этапов строительства (реконструкции) определить и обосновать в рамках проектирования.

Проектную документацию на каждый этап строительства (реконструкции) сформировать отдельными комплектами в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», в том числе с целью возможности раздельной подачи в органы экспертизы.

8. Исходные данные для разработки проектной документации.

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

РАЗРАБОТАЛ:

Начальник СРЗА

ООО «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО»


_____ В. С. Ивашкин

СОСТАВИЛ:

Ведущий инженер СРЗА

ООО «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО»


_____ И. М. Шапаренко

Приложение 1 к
Заданию на проектирование
объектов
ООО «Севастопольэнерго»

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

Нормативные правовые акты федерального уровня и организационно-распорядительные документы органов исполнительной власти:

1. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ.
2. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 № 200-ФЗ.
3. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ.
4. Воздушный кодекс Российской Федерации от 19.03.1997 № 60-ФЗ.
5. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ.
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.10.2003 № 648 «Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть».
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 12.08.2008 № 590 «О порядке проведения проверки инвестиционных проектов на предмет эффективности использования средств федерального бюджета, направляемых на капитальные вложения».
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 17 июня 2015 г. № 600 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности».
10. Постановление Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».
11. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации».
12. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 № 1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
13. Постановление Правительства Российской Федерации от 19.02.2015 № 138 «Об утверждении правил создания охранных зон отдельных категорий особо охраняемых природных территорий, установления их границ, определения режима охраны и использования земельных участков и водных объектов в границах таких зон».
14. Постановление Главного государственного врача Российской Федерации от 09.09.2010 № 122 «Об утверждении СанПин 2.2.1/2.1.1.2739-10. Изменения и дополнения № 3 к СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная

классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция».

15. Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах".

16. Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 N 255 "Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду".

17. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ.

18. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ.

19. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ.

20. Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 № 126-ФЗ.

21. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7.

22. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96.

23. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 № 68-ФЗ.

24. Федеральный закон «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 № 69-ФЗ.

25. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

26. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

27. Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 № 384-ФЗ.

28. Федеральный закон «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации в части вопросов территориального планирования» от 20.03.2011 № 41-ФЗ.

29. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ.

30. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 № 52-ФЗ.

31. Федеральный закон «О водоснабжении и водоотведении» от 07.12.2011 № 416-ФЗ.

32. Федеральный закон «О Государственном кадастре недвижимости» от 24.07.2007 № 221-ФЗ;

33. Закон от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».

34. Приказ Рослесхоза от 10.06.2011 № 223 «Об утверждении Правил использования лесов для строительства, реконструкции, эксплуатации линейных объектов».

35. Информационное письмо Рослесхоза от 13.12.2012 № НК-03-54/14278 с разъяснениями к приказу Рослесхоза от 10.06.2011 № 223.

36. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28.03.2014 № 155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

37. Приказ Федеральной службы по тарифам «Об установлении требований к программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «ФСК ЕЭС» на 2015 - 2019 гг.» от 26.03.2014 № 508-э.

38. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 29.12.2009 № 620 «Об утверждении методических указаний по применению справочников базовых цен на проектные работы в строительстве».

39. Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442

«О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (с изм.).

40. Постановление Правительства РФ от 19.09.2015 года № 993 «Об утверждении требований по обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса».

41. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

Отраслевые НТД:

1. Правила устройства электроустановок, утвержденные приказом Минэнерго России от 08.07.2002 г. № 204.

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229.

3. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

5. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии, стандартная форма договора утверждена Наблюдательным советом НП «АТС» (протокол от 14.07.2006 № 96).

6. Регламенты оптового рынка электроэнергии, утвержденные Наблюдательным советом НП «Совет рынка» и Наблюдательным советом НП «АТС».

7. Положение о порядке получения статуса субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с приложениями, утвержденное Наблюдательным советом НП «АТС» (протокол 14.07.2006 № 96).

8. ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния».

9. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

10. ГОСТ Р МЭК 62067-2017 «Кабели силовые с экструдируемой изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 150 кВ ($U(m)=170$ кВ) до 500 кВ ($U(m)=550$ кВ). Методы испытаний и требования к ним».

11. ГОСТ Р МЭК 60840-2017 «Кабели силовые с экструдируемой изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 30 кВ ($U(m)=36$ кВ) до 150 кВ ($U(m)=170$ кВ). Методы испытаний и требования к ним».

12. ГОСТ Р 55025-2012 «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 15, 20 и 35 кВ. Технические условия».

13. СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства».

14. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве Часть 1. Общие требования».

15. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве Часть 2. Строительное производство».

16. Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное

управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

17. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

18. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования».

19. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1983-ст).

20. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».

21. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» (с изм.).

22. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 8.674-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ) «Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями».

23. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ) «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

24. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования».

25. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования».

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

27. «Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101.

28. «Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики», утвержденные Приказом Минэнерго России от 08.05.2019 № 97.

29. Правила переключений в электроустановках, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757.

30. «Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики», утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100.

31. «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденные Приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548.

32. «Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы», утвержденные Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;

33. «Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме», утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;

34. «Требования по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи», утвержденные Приказом Минэнерго России от 19.12.2018 № 1185.

35. «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию», утвержденные Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.

36. ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».

Организационно-распорядительные документы и нормативно-технические документы ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», АО «СО ЕЭС»:

1. Положение о Единой технической политике в электросетевом комплексе ОАО «Россети», утвержденное Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (приложение 3 к протоколу заседания Совета директоров ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2013 № 208/3).

2. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007- 29.240.10.248-2017.

3. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ», СТО 56947007- 29.240.55.192-2014.

4. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

5. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010.

6. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», СТО 56947007-29.240.121-2012.

7. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования», СТО 56947007-29.060.20.071-2011.

8. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше», СТО 56947007-29.060.20.020-2009.

9. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Силовые кабели. Методика расчета устройств заземления экранов, защиты от перенапряжений изоляции силовых кабелей на напряжение 110 - 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена», СТО 56947007-29.060.20.103-2011.

10. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС», СТО 56947007-29.180.02.140-2012.

11. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления», СТО 56947007-29.130.01.092-2011.

12. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления», СТО 56947007-29.240.036-2009.

13. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ», СТО 56947007-29.240.55.018-2009.

14. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению», СТО 56947007-29.240.021-2009.

15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Требования к шкафам управления и релейной защиты и автоматики (РЗА) с микропроцессорными устройствами», СТО 56947007-29.120.70.042-2010.

16. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования в составе закупочной документации», СТО 56947007-33.040.20.022-2009.

17. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования», СТО 56947007-29.120.40.041-2010.

18. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС», СТО 56947007-29.120.40.102-2011.

19. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства», СТО 56947007-29.240.044-2010.

20. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.043-2010.

21. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.240.126-2012.

22. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП», СТО 56947007-25.040.70.101-2011.

23. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ», СТО 56947007-29.130.20.104-2011.

24. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий», СТО 56947007-29.240.55.143-2013.

25. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовые технические решения по системам ВЧ связи», СТО 56947007-33.060.40.134-2012.

26. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководящие указания по выбору частот высокочастотных каналов по линиям электропередачи 35, 110, 220, 330, 500 и 750 кВ», СТО 56947007-33.060.40.045-2010.

27. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по расчету параметров и выбору схем высокочастотных трактов по линиям электропередачи 35-750 кВ переменного тока», СТО 56947007-33.060.40.052-2010.

28. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы проектирования систем ВЧ связи», СТО 56947007-33.060.40.108-2011.

29. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Общие технические требования к устройствам обработки и присоединения каналов ВЧ связи по ВЛ 35-750 кВ», СТО 56947007-33.060.40.125-2012.

30. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Трансформаторы тока на напряжения 330, 500 и 750 кВ. Типовые технические требования», СТО 56947007-17.220.21.162-2014.

31. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Реакторы токоограничивающие на номинальное напряжение 6-500 кВ. Типовые технические требования», СТО 56947007-29.180.04.165-2014.

32. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Технологическая связь. Типовые технические требования к аппаратуре высокочастотной связи по линиям электропередачи», СТО 56947007-33.060.40.177-2014.

33. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Технологическая связь. Руководство по эксплуатации каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи 35-750 кВ», СТО 56947007-33.060.40.178-2014.

34. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Информационно-технологическая инфраструктура подстанций. Типовые технические решения», СТО 56947007-29.240.10.167-2014.

35. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше», СТО 56947007-33.180.10.172-2014.

36. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Технологическая связь. Эталон проектной документации на строительство ВОЛС-ВЛ с ОКСН и ОКГТ», СТО 56947007-33.180.10.171-2014.

37. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководство по расчету режимов плавки гололеда на грозозащитном тросе со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ) и применению распределенного контроля температуры ОКГТ в режиме плавки», СТО 56947007-29.060.50.122-2012.

38. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по расчету термического воздействия токов короткого замыкания и термической устойчивости грозозащитных тросов и оптических кабелей, встроенных в грозозащитный трос, подвешиваемых на воздушных линиях электропередачи», СТО 56947007-33.180.10.173-2014.

39. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы проектирования систем ВЧ связи», СТО 56977007-33.060.40.108-2011»

40. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовая программа и методика

заводских испытаний программно-технических комплексов автоматизированных систем управления технологическими процессами, систем сбора и передачи информации», СТО 56947007-25.040.40.160-2013.

41. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовая программа и методика испытаний программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическими процессами (ПТК АСУ ТП) и микропроцессорного комплекса системы сбора и передачи информации (МПК ССПИ) подстанций в режиме повышенной информационной нагрузки «штурм», СТО 56947007-25.040.40.112-2011.

42. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами», СТО 56947007-29.240.01.148-2013.

43. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия», СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.

44. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по применению альбомов карт климатического районирования территории по субъектам РФ», СТО 56947007- 29.240.01.189-2014.

45. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Устройства сбора и передачи данных автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Типовые технические требования», СТО 56947007-35.240.01.188-2014.

46. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Преобразователи измерительные для контроля показателей качества электрической энергии. Типовые технические требования», СТО 56947007-29.200.80.180-2014.

47. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Система обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов ОАО «ФСК ЕЭС». Общие положения (требования)», СТО 56947007-29.240.01.190-2014.

48. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению», СТО 56947007-29.240.01.195-2014.

49. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по применению ОПН на ВЛ 6 - 750 кВ», СТО 56947007-29.130.10.197-2015.

50. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, реконструкции и ликвидации», СТО 56947007-29.240.01.218-2016.

51. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте», СТО 56947007- 29.240.01.219-2016.

52. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Типовые технические мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности для реализации на объектах ПАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.240.01.223-2016.

53. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» «Система мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования», СТО 56947007-29.200.10.011-2008.

54. Стандарт организации ОАО «Россети» «Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Общие технические требования», СТО 34.01-27.1-001-2014 (ВППБ 27-14).

55. Стандарт организации ОАО «Россети» «Установки противопожарной защиты. Общие технические требования», СТО 34.01-27.3-001-2014 (ВНПБ 28-14).

56. Стандарт организации ОАО «Россети» «Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО «Россети». Общие технические требования», СТО 34.01-27.3-002-2014 (ВНПБ 29-14).

57. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» от 10.04.2012 № 189/147 «О технических решениях, принимаемых при разработке проектно-сметной документации».

58. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 № 725 «Об утверждении Методических рекомендаций по определению отдельных видов затрат, включаемых в главы 1 и 9 ССР и сводной сметы на ввод в эксплуатацию предприятий, зданий и сооружений для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

59. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.11.2011 № 704 «Об утверждении Единых стандартов фирменного стиля ОАО «ФСК ЕЭС».

60. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.03.2006 № 80 «Об утверждении Положения о взаимодействии при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции электросетевых объектов, затрагивающих имущественный комплекс разных собственников».

61. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.07.2008 № 304 «О мероприятиях по сокращению издержек, увеличению доходов и повышению эффективности деятельности».

62. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.01.2009 № 2 «Об утверждении Положения о порядке метрологического обеспечения в ОАО «ФСК ЕЭС». Общие требования».

63. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2013 № 378 «Об утверждении стандартов организации по информационной безопасности».

64. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.04.2010 № 273 «Об утверждении Порядка по определению численности, категорий персонала и сроков выделения численности в период до постановки объекта нового строительства под напряжение».

65. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 № 423 «О внесении изменений в ОРД по утверждению стандартов организации ОАО «ФСК ЕЭС».

66. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.09.2011 № 546 «Об утверждении Методических указаний».

67. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.06.2010 № 427 «О развитии системы диагностики ОАО «ФСК ЕЭС».

68. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.09.2014 № 412 «О новой редакции Положения о закупке товаров, работ, услуг для нужд ОАО «ФСК ЕЭС».

69. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.09.2010 № 731 «Об утверждении Типового порядка планирования, организации и проведения работ по метрологическому обеспечению системы технической диагностики состояния объектов электросетевого комплекса в ОАО «ФСК ЕЭС».

70. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385 «Об утверждении сборника «Об утверждении сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ» для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

71. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.04.2012 № 163 «О создании специализированного жилищного фонда ОАО «ФСК ЕЭС».

72. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.02.2012 № 56 «Об утверждении Методики обеспечения персонала санитарно-бытовыми помещениями и условиями на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

73. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 04.02.2015 № 43 «Об организации работ по проверке качества нового оборудования, контроля его соответствия заявленным характеристикам и предъявляемым техническим требованиям».

74. Приказ ОАО ФСК ЕЭС от 20.02.2015 № 85 «Об утверждении Порядка приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

75. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.11.2013 № 691 «Об утверждении отраслевых индексов пересчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по статьям затрат и видам объектов».

76. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.02.2012 № 72 «Об утверждении Концепции информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС».

77. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373 «Об утверждении материалов -типовых проектных решений».

78. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.09.2014 № 413 «О повторном использовании материалов инженерных изысканий, проектной и/или внестадийной документации».

79. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2014 № 533 «О порядке учета лома цветных и черных металлов».

80. Альбомы: «ОРУ 110 кВ. Типовые проектные решения», «ОРУ 220 кВ. Типовые проектные решения» утвержденные приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373 «Об утверждении материалов типовых проектных решений».

81. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» «Об утверждении Реестра действующих в ПАО «ФСК ЕЭС» нормативно-технических документов (НТД) электросетевой тематики» от 29.05.2015 № 222.

82. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» «Об утверждении Порядка разработки, согласования и утверждения проектной документации» от 26.05.2015 № 218.

83. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» «О повышении надежности работы устройств РЗА на объектах ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.09.2015 № 366.

84. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.04.2016 № 127 «Об утверждении Правил предотвращения и ликвидации последствий аварий на объектах ПАО «ФСК ЕЭС».

85. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2011 № 538р «Об утверждении технических требований ОАО «ФСК ЕЭС» к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию».

86. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.06.2011 № 463р «Об утверждении Основных требований к совмещенному производственному зданию ПС».

87. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 10.12.2012 № 838р «О введении методики».

88. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 19.10.2012 № 703р «Об утверждении Порядка отнесения имущества к основным средствам».

89. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.12.2012 № 881р «Об утверждении требований к оформлению схем ПС».

90. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2009 № 397р «Об утверждении Технических требований к АСУ ТП подстанций ЕНЭС в части исключения несанкционированного вывода из работы оперативной блокировки в АСУ ТП подстанций ЕНЭС».

91. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.11.2009 № 480р «Об утверждении Типовых рекомендаций по конфигурации и приоритетности вывода на интерфейс АСУ ТП оперативного персонала ПС данных от микропроцессорных устройств АСУ ТП и РЗА».

92. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2010 № 236р «Об утверждении Порядка организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения».

93. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.06.2012 № 377р «Об утверждении Основных технических требований к созданию системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС».

94. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 31.05.2010 № 293р «Рекомендации по применению основных структурных схем и требования к организации АСУ ТП подстанций 110-750 кВ с учетом функциональной достаточности и надежности».

95. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 № 302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи».

96. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2010 № 366р «Об утверждении типового перечня сигналов, поступающих от РЗА, ПА, АИИС КУЭ и инженерных систем подстанции в АСУ ТП».

97. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.07.2010 № 424р «Об утверждении Типовых требований, определяющих количество, вид и информационную наполняемость мнемосхем АРМ оперативного персонала подстанций».

98. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.10.2010 № 665р «Об утверждении Регламента эксплуатации ПТК АСУ ТП подстанций, включающего методику определения численности персонала по обслуживанию АСУ ТП».

99. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2010 № 897р «Об утверждении требований к объему, способам обработки, фильтрации и видам представления информации нормальных и аварийных режимов в АСУ ТП подстанций».

100. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.02.2011 № 115р «Об утверждении требований к архивированию и хранению информации в АСУ ТП».

101. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.06.2012 № 419р «Об утверждении Типовой инструкции по эксплуатации и обслуживанию АСУ ТП оперативным персоналом подстанций ОАО «ФСК ЕЭС».

102. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.07.2013 № 471р «О разграничении зон ответственности при обслуживании АСУ ТП/ССПИ».

103. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.07.2009 № 284р «Об утверждении Типовой программы и методики приемо-сдаточных испытаний комплексов ССПИ и систем связи подстанций ЕНЭС, создаваемых по Программе повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС».

104. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.04.2014 № 206р «Об утверждении Функциональных требований к устройствам РЗА и вторичной коммутации для возможности удаленного управления ими средствами ПТК ЦУС».

105. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.05.2016 № 236р «О переводе АС УПСД в промышленную эксплуатацию».

106. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» «Об утверждении рекомендаций по применению матрицы сочетаемых технических решений производителей оборудования РЗА, АСУ ТП и других вторичных систем» от 20.04.2016 № 198р.

107. Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией от 30.06.2009, приложение № 4 к временному соглашению о взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и организации по управлению ЕНЭС при выполнении ими своих функций от 18.03.2004.

108. Положение по взаимодействию между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при управлении электроэнергетическим режимом Единой энергетической системы России от 28.05.2010.

109. Положение по проведению и обработке контрольных замеров в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.06.2010.

110. Соглашение об информационном обмене при проектировании между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2011 № 155756.

111. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101.

112. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

113. Протокол заочного заседания Технического совета ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.03.2014 № 3 по вопросу организации АПВ кабельно-воздушных ЛЭП 110 кВ и выше (направлен письмом ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.03.2015 №ДВ-1187).

114. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.003-2016.

Приложение 2 к
Заданию на проектирование
объектов
ООО «Севастопольэнерго»

Перечень сокращений:

АБ	-	аккумуляторная батарея
АББЭ	-	аккумуляторная батарея большой емкости
АВР	-	автоматический ввод резерва
АИИС КУЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АЛАР	-	автоматика ликвидации асинхронного режима
АОПН	-	автоматика ограничения повышения напряжения
АОПО	-	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	-	автоматика ограничения снижения напряжения
АПВ	-	автоматическое повторное включение
АПНУ	-	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРМ	-	автоматизированное рабочее место
АРН	-	автоматика регулирования напряжения
АРЧМ	-	автоматика регулирования частоты и перетоков активной мощности
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическими процессами
АСТУ	-	автоматизированная система технологического управления
АТ	-	автотрансформатор
АЧР	-	автоматическая частотная разгрузка
БСК	-	батарея статических конденсаторов
ВОК	-	волоконно-оптический кабель
ВОЛС	-	волоконно-оптическая линия связи
ВЛ	-	воздушная линия
ВЧ	-	высокочастотный
ВЧ-связь	-	высокочастотная связь
ГИЛ	-	газоизолированная линия
ГКН	-	Государственный кадастр недвижимости
ГО и ЧС	-	гражданская оборона и чрезвычайные ситуации
ГОСТ	-	государственный стандарт
ДА	-	делительная автоматика
ДГУ	-	дизель-генераторная установка
ДЗЛ	-	дифференциальная защита линии
ДЗШ	-	дифференциальная токовая защита шин
ДЦ	-	диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»
ЕГРП	-	Единый государственный реестр прав на недвижимое имущество и сделок с ним
ЕНЭС	-	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕТССЭ	-	единая технологическая сеть связи электроэнергетики
ЗПА	-	зарядно-подзарядный агрегат
ЗИП	-	запасные части, инструмент, принадлежности
ЗП	-	здание на проектирование
ЗПА	-	зарядно-подзарядный агрегат
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство
ИА	-	исполнительный аппарат
ИБП	-	источник бесперебойного питания

ИВК	-	информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	-	информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	-	информационно-измерительный канал
ИК	-	измерительный канал
ИП	-	инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС»
ИТС	-	информационно-технологические системы (РЗА, АСУ ТП, СМиУКЭ, АИИС КУЭ)
КА	-	коммутационные аппараты
КАСУБ	-	комплексная автоматизированная система управления безопасностью
КВ	-	коротковолновой
КВЛ	-	кабельно-воздушная линия
КЗ	-	короткое замыкание
ККЭ	-	контроль качества электроэнергии
КИП	-	контрольно-измерительный прибор
КЛ	-	кабельная линия
КМ	-	конструкции металлические
КПИД	-	комплексные программы инвестиционной деятельности
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
КРУН	-	комплектное распределительное устройство наружного исполнения
КРУЭ	-	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТП	-	комплектная трансформаторная подстанция
КЭ	-	качество электроэнергии
ЛВС	-	локальная вычислительная сеть
ЛЭП	-	линия электропередачи
МДП	-	максимально допустимый переток
МИ	-	методика (метод) измерений
МО	-	метрологическое обеспечение
МП	-	микропроцессорный
МПК	-	микропроцессорный комплекс
МХ	-	метрологическая характеристика
МЭС	-	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, магистральные электрические сети
МЭК	-	Международная электротехническая комиссия
НП «Совет рынка»	-	Некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью»
НТД	-	нормативно-технический документ
ОАПВ	-	однофазное автоматическое повторное включение
ОВ	-	оптическое волокно
ОВБ	-	оперативно-выездная бригада
ОВОС	-	оценка воздействия на окружающую среду
ОГ	-	отключение генераторов
ОДУ	-	филиал АО «СО ЕЭС» объединенное диспетчерское управление
ОКГТ	-	грозозащитный трос со встроенным оптическим кабелем
ОКС	-	объект капитального строительства
ОКСН	-	оптический кабель самонесущий неметаллический
ОКФП	-	оптический кабель, встроенный в фазный провод
ОМП	-	определение места повреждения
ОН	-	отключение нагрузки
ОП	-	оперативный персонал
ОПН	-	ограничитель перенапряжения
ОПТ	-	оперативный постоянный ток

ОПУ	-	общеподстанционный пункт управления
ОРД	-	организационно-распорядительный документ
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ОРЭМ	-	оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОСР	-	карта общего сейсмического районирования территории Российской Федерации
ОТР	-	основные технические решения
ОУС	-	окружной узел связи
ОЭС	-	объединенная энергетическая система
ПА	-	противоаварийная автоматика
ПД	-	проектная документация
ПИР	-	проектно-изыскательские работы
ПК	-	программный комплекс
ПМЭС	-	предприятие магистральных электрических сетей
ПНР	-	пуско-наладочные работы
ПО	-	программное обеспечение
ПОС	-	проект организации строительства
ПС	-	подстанция
ПСНП	-	подстанция нового поколения (в соответствии с распоряжением «Об утверждении Типового положения об оперативном обслуживании подстанций 35-220 кВ нового поколения без постоянного дежурства персонала» от 19.03.2014 № 149р)
ПП	-	переключательный пункт
ПТК ССПИ	-	программно-технический комплекс ССПИ
ПТЭ	-	правила технической эксплуатации
ПУЭ	-	правила устройства электроустановок
РА	-	режимная автоматика
РАС	-	регистратор аварийных событий
РАСП	-	регистрация аварийных событий и процессов
РД	-	рабочая документация
РДУ	-	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗ	-	релейная защита
РЗА	-	релейная защита и автоматика (РЗ, СА, ПА, РА, РАСП и ТА)
РСК	-	распределительная сетевая компания
РУ	-	распределительное устройство
РУС	-	региональный узел связи
РЩ	-	релейный щит
СА	-	сетевая автоматика
СДТУ	-	средства диспетчерского и технологического управления
СЕВ	-	система единого времени
СИ	-	средства измерений, включая измерительные системы и измерительные каналы измерительных систем
СКРМ	-	средства компенсации реактивной мощности
СМПР	-	система мониторинга переходных режимов
СМР	-	строительно-монтажные работы
СКС	-	структурированная кабельная система
СМ	-	система автоматической диагностики (мониторинга)
СМиУКЭ	-	система мониторинга и управления качеством электроэнергии
СН	-	собственные нужды
СНЭ	-	система накопления энергии
СО (СТО)	-	стандарт организации

СОТИАССО	-	система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора
СОПТ	-	система оперативного постоянного тока
СП	-	система передачи
СС	-	система связи
СДТУ	-	средства диспетчерского и технологического управления
ССПИ	-	система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и технологического управления
ССПТИ	-	система сбора и передачи неоперативной технологической информации
СЭП	-	схема электрическая принципиальная ПС
Т	-	трансформатор
ТА	-	технологическая автоматика
ТАПВ	-	трехфазное автоматическое повторное включение
ТЕР	-	территориальные единичные расценки
ТЕРм	-	территориальные единичные расценки на монтаж оборудования
ТЕРп	-	территориальные единичные расценки на пусконаладочные работы
ТИ	-	телеизмерения
ТМ	-	телемеханика
ТН	-	трансформатор напряжения
ТОиР	-	техническое обслуживание и ремонт
ТС	-	телесигнализация
ТСН	-	трансформатор собственных нужд
ТСС	-	система Тактовой Сетевой Синхронизации
ТТ	-	трансформатор тока
ТУ	-	телеуправление
ТХН	-	трансформатор хозяйственных нужд
УКВ	-	ультракоротковолновой
УПАСК	-	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УСПД	-	устройство сбора и передачи данных
ФЭМ	-	фотоэлектрический модуль
ФЕР	-	федеральные единичные расценки
ЦРРЛ	-	цифровая радиорелейная линия связи
ЦУС	-	центр управления сетями
ЧАПВ	-	частотное автоматическое повторное включение
ШРОТ	-	шкаф распределения оперативного тока
ЩПТ	-	щит постоянного тока
ЩСН	-	щит собственных нужд
ЭМС	-	электромагнитная совместимость
ЭТО	-	электротехническое оборудование
DVD	-	формат цифрового оптического диска хранения данных, цифровой многоцелевой диск
HTV	-	твердая силиконовая резина
IRR	-	внутренняя норма доходности
LSR	-	жидкая силиконовая резина
NPV	-	чистый дисконтированный доход



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО»

299040 г. Севастополь
ул. Хрусталева, 44
www.sevenergo.net

канцелярия: (8692)53-96-54
факс: (8692)57-03-14

“ ” 03 СЕН 2024 2024 г.

№ 15265/2-24

Директору
ООО "РИМ-РУС Энергострой"
Сывороткину И.П.
energostroi@rim-rus.ru

Уважаемый Игорь Павлович,

В рамках взаимодействия по разработке проектной документации по титулу: «Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС 110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6» предлагаем для размещения вновь устанавливаемых комплектов защит линий использовать места следующих существующих панелей:

1) ПС 110 кВ ПС-6:

- Панель №21. Дистанционная защита ВЛ-110 ПС-11, типа ПЗ-2/2;
- Панель №22. ВЧ защита ВЛ-110 ПС-11, типа ЭПЗ 627-65;
- Панель №25. Дистанционная защита ВЛ-110 ПС-5, типа ПЗ-2/2;
- Панель №24. ВЧ защита ВЛ-110 ПС-5, типа ЭПЗ 627-65;
- Панель №23. Автоматика СМВ 110 кВ.

2) ПС 110 кВ ПС-5:

- Панель №10. ВЧ Защиты ВЛ-110 ПС-6, типа ЭПЗ 1643-69 У4.2
- Панель №11. Защиты ВЛ-110 ПС-6, типа ЭПЗ 1636-67/2 У4

А также сообщаем следующее:

- на ПС 110 кВ ПС-6 установлена аккумуляторная батарея типа Sonnenschein А706/210, емкостью 210 Ач, время автономной работы - два часа. Дата установки 25.07.2013.
- на ПС 110 кВ ПС-5 установлена аккумуляторная батарея типа Sonnenschein А706/210, емкостью 210 Ач, время автономной работы - два часа. Дата установки 07.07.2010.

С уважением,
Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

В.А. Шульженко



007-24-СТ-ОТР. Приложение В
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО»

299040 г. Севастополь
ул. Хрусталева, 44
www.sevenergo.net

канцелярия: (8692)53-96-54
факс: (8692)57-03-14

“ ” 05 СЕН 2024 2024 г.

№ 15534/А-24

Директору
ООО "РИМ-РУС Энергострой"
Сывороткину И.П.
energostroi@rim-rus.ru

Уважаемый Игорь Павлович,

Сообщаем Вам, что при разработке проектной документации по титулу:
«Установка систем РЗА на подстанциях 110 кВ питающих ПС «Капитанская»: ПС
110 кВ ПС-5 и ПС 110 кВ ПС-6» не предусматривать реализацию перевода на ШОВ
110 кВ цепей тока и отключения ОВ от вновь устанавливаемых комплектов защит
линий 110 кВ.

С уважением,
Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

В.А. Шульженко

Исп. Ивашкив В.С.
Тел. 53-98-05



ООО «Релематика»
 ИНН 2129041046, КПП 213001001
 428020, Россия, г. Чебоксары,
 пр. И. Яковлева, д. 1.
 Тел./факс: +7 (8352) 24 06 50.
 Электронная почта: info@relematika.ru
 www.relematika.ru

Руководителям организаций
 Для рассылки по запросу

04 МАР 2022

№ 04-03-02

На № _____ от _____

*О минимальном времени до насыщения трансформаторов тока
 (изменения от 04.03.2022)*

На Ваш запрос о предоставлении информации для осуществления расчетов, определенных требованиями «ПНСТ 283-2018. Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока», «ГОСТ Р 58669-2019. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» и в соответствии с письмом Минэнерго России №ЧА-3440/10 от 02.04.2019 «О мерах по недопущению неправильной работы устройств релейной защиты», сообщаем следующее:

– Для обеспечения правильного функционирования терминалов РЗА ООО «Релематика» при измерении трансформаторами тока (ТТ) токов короткого замыкания (КЗ), форма которых соответствует выражению (Г.7) «ГОСТ Р 58669-2019» и выражению (Б.4) «ПНСТ 283-2018», необходимо учитывать время до насыщения данных ТТ. Расчет времени до насыщения ТТ проводить по требованиям п.5.2 «ГОСТ Р 58669-2019» или «ПНСТ 283-2018» при помощи построения кривых и нахождении точки пересечения с самой кривой. Пример расчета и выбора ТТ по данному требованию приведен в файле во вложении.

– При проведении расчетов необходимо учитывать выполнение условия (5) п.5.1.4 «ГОСТ Р 58669-2019» (или Б.26 «ПНСТ 283-2018»). Невыполнение данного условия указывает на то, что ток предельной кратности меньше действующего тока КЗ (**использование ТТ в таких условиях недопустимо**).

– ООО «Релематика» рекомендует ориентироваться на значения времени до насыщения ($T_{нас}$) ТТ от апериодической составляющей тока КЗ при наличии предельного значения остаточной намагниченности в магнитопроводе ТТ, при превышении которых обеспечивается правильное функционирование терминалов РЗА ООО «Релематика» (для всех версий ПО). Значения указаны в таблице ниже для внутренних и внешних КЗ.

При этом для защит линий с относительной селективностью рекомендуется:

- в качестве тока внутреннего КЗ принимать максимальное значение тока при КЗ в начале линии;
- в качестве тока внешнего КЗ принимать максимальное значение тока при КЗ «за спиной» и при КЗ за пределами защищаемой зоны (+20%).

	Тип устройства	Устройства РЗА	Т _{нас} ¹⁾	Т _{нас} ²⁾
1	Дифференциальная защита шин или оши- новок 35-750 кВ	Бреслер ТШ	5 мс	5 мс
		ТОР 300 ДЗО, ДЗШ БПО версии 2.14 и ниже	5 мс	5 мс
		ТОР 300 ДЗО, ДЗШ БПО версии 2.15 и выше	2.5 мс	2.5 мс
2	Продольная дифференциальная защита ЛЭП 6-750 кВ	ТОР 300 ДЗЛ БПО версии 2.14 и ниже	10 мс	25 мс
		ТОР 300 ДЗЛ БПО версии 2.15 и выше	6 мс	6 мс
3	Защиты синхронного генератора	ТОР 300 ЗГ БПО версии 2.14 и ниже	5 мс	5 мс
		ТОР 300 ЗГ БПО версии 2.15 и выше	2.5 мс	2.5 мс
		ТОР 200 ВГ, ГТ, ГТВ, ДВГ -16	5 мс	5 мс
4	Дифференциальная защита трансформато- ров (автотрансформаторов) 35-750 кВ Дифференциальная защита БСК 110-220 кВ Дифференциальная защита ШР 110-750 кВ	Бреслер ТТ	5 мс ³⁾	10 мс
		ТОР 300 ДЗТ, ДЗАТ, ДЗБ, БСК, ШР, УШР БПО версии 2.14 и ниже	5 мс ³⁾	10 мс
		ТОР 300 ДЗТ, ДЗАТ, ДЗБ, БСК, ШР, УШР БПО версии 2.15 и выше	2.5 мс ³⁾	7 мс
5	Комплект ступенчатых защит ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов 35-750 кВ Автоматика управления выключателем 35-750 кВ Дифференциально-фазная защита ЛЭП 110-750 кВ Направленная высокочастотная защита ЛЭП 110-500 кВ	Бреслер ТЛ	10 мс	25 мс
		ТОР 300 КСЗ, РЗТ, РЗАТ, АУВ, ДФЗ, НВЧЗ (НДЗ)	5 мс	25 мс
6	Дифференциальная защита двухобмоточ- ного трансформатора 35-110 кВ Дифференциальная защите трансформато- ра преобразователя частоты 6-10 кВ Дифференциальная защита синхронного двигателя 6-10 кВ	ТОР 200 Т -16	5 мс	7 мс
		ТОР 200 ТПЧ -16	5 мс	7 мс
		ТОР 200 СД, СДА -16	5 мс	7 мс
7	Дифференциальная защита шин 6-10 кВ	ТОР 200 ДЗШ -16	5 мс	7 мс
8	Токовые защиты присоединений 6-35 кВ (ВВ, СВ, ОЛ и т.п.)	ТОР 200 -16 (кроме выделенных исполнений)	5 мс ⁴⁾	5 мс ⁴⁾

¹⁾ При внутренних коротких замыканиях.

²⁾ При внешних коротких замыканиях.

³⁾ При отключении внутренних коротких замыканий с $T_{нас} \leq 20$ мс функцией дифференциальной токовой отсечки без торможения.

⁴⁾ Уставка токовых защит выбирается исходя из фактической погрешности ТТ.

По результатам исследований работы терминалов с ТТ класса «Р» правильное функционирование защит линий при насыщении ТТ обеспечивается при токах КЗ согласно выражению (Г.7) «ГОСТ Р 58669-2019» (выражению (Б.4) «ПНСТ 283-2018») как при КЗ в зоне защиты, так и при КЗ «за спиной» и вне защищаемой зоны. При этом под правильной работой нами понимается отсутствие ложных и излишних срабатываний защит при внешнем КЗ и отсутствие замедлений в срабатывании при внутренних.

Следует также принимать во внимание, что для функций ДФЗ, ДЗ, ТНЗНП, токовой отсечки линейных защит при внешних КЗ с апериодической составляющей тока и значениях времени до насыщения ТТ ($T_{нас}$) менее 25 мс селективность может быть обеспечена введением выдержки времени на срабатывание $20\text{мс} + \tau$, где τ – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ.

В целях обеспечения соответствия технических характеристик ТТ и устройств РЗА рекомендуем:

- при строительстве и комплексном техническом перевооружении объектов электроэнергетики (модернизация РЗА с заменой ТТ) рассматривать варианты применения ТТ типа 5Р, 10Р со вторичным номинальным током 1 А вместо 5 А, использование ТТ с большим первичным номинальным током ТТ или с большей номинальной кратностью и мощностью нагрузки, использование ТТ типа 5PR, 10PR, имеющих гарантированный коэффициент остаточной намагниченности не более 10%,
- при модернизации устройств и комплексов РЗ (без замены ТТ) рассматривать возможность увеличения сечения вторичного проводника, а также использования измеренных значений остаточной намагниченности (п.Б.7, «ПНСТ 283-2018») при расчетах ТТ.

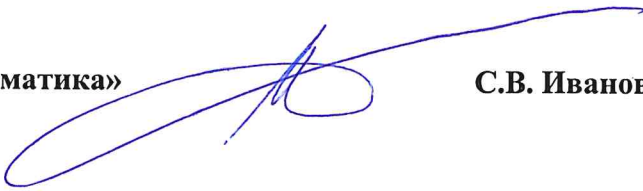
Выбранный ТТ должен также соответствовать требованиям к ТТ, указанных в рекомендациях по расчету уставок для соответствующих исполнений защиты.

Настоящим сообщаем, что ООО «Релематика» ведет работу по усовершенствованию характеристик устройств РЗА в части обеспечения корректной работы при меньшем времени насыщения ТТ.

Приложение – Выбор ТТ по времени до насыщения – 5 стр.

С уважением,

Технический директор ООО «Релематика»



С.В. Иванов



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС»
«РЕГИОНАЛЬНОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И Г.СЕВАСТОПОЛЯ»
(Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ)

Шполянской ул., д. 11,
г. Симферополь, Республика Крым, 295000
Тел.: (3652) 77-39-15 Факс: (3652) 77-39-16
E-mail: pochta@tavrida.so-ups.ru
http://www.so-ups.ru
ОКПО 01893916 ОГРН 1027700201352
ИНН/КПП 7705454461/910243001

Главному инженеру
ООО "Севастопольэнерго"
Шульженко В.А.

28.02.2019 № Р1-Б1-III-19-546

на № _____ от _____

О направлении величин токов
короткого замыкания

РЗА

Уважаемый Виктор Анатольевич!

В соответствии с Национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования», утвержденным приказом Росстандарта от 07.06.2013 № 150-ст, направляю Вам значения величин фазного суммарного тока короткого замыкания на шинах подстанций в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы для проверки параметров настройки устройств РЗ и СА и соответствия оборудования расчетным токам КЗ на объектах ООО «Севастопольэнерго».

Приложение: на 3 л. в 1 экз.

Первый заместитель директора –
главный диспетчер

А.В. Анохин

Жилко Екатерина Андреевна
(3652) 77-39-88



Приложение
к письму Филиала АО «СО ЕЭС»
Черноморское РДУ
от 28.01.19 № Р1-от-III-19-546

Значения величин фазного суммарного тока короткого замыкания на шинах подстанций
ООО «Севастопольэнерго» в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы

Место КЗ		$I_{\text{макс}}^3, \text{А}$ $r + jx$	$3I_{0 \text{ макс}}, \text{А}$ $r + jx$	$I_{\text{мин}}^3, \text{А}$ $r + jx$	$3I_{0 \text{ мин}}, \text{А}$ $r + jx$
1		2	3	4	5
ПС 110 кВ ПС-2	1 С 110 кВ	$\frac{10464}{1,533+j6,271}$	$\frac{8615}{2,761+j10,246}$	$\frac{7853}{1,684+j8,585}$	$\frac{7247}{2,767+j10,604}$
	2 С 110 кВ	$\frac{11889}{1,233+j5,544}$	$\frac{9566}{2,281+j9,547}$	$\frac{8284}{1,808+j8,079}$	$\frac{7372}{2,722+j11,023}$
ПС 110 кВ ПС-4	1 С 110 кВ	$\frac{9044}{2,062+j7,179}$	$\frac{6918}{3,819+j13,835}$	$\frac{7065}{2,234+j9,463}$	$\frac{6031}{3,825+j14,220}$
	2 С 110 кВ	$\frac{9044}{2,062+j7,179}$	$\frac{6918}{3,819+j13,835}$	$\frac{7065}{2,234+j9,463}$	$\frac{6031}{3,825+j14,220}$
ПС 110 кВ ПС-5	Шины 110 кВ	$\frac{4434}{6,406+j13,823}$	$\frac{2969}{11,807+j36,019}$	$\frac{3887}{6,436+j16,476}$	$\frac{2801}{11,803+j36,428}$
	1 С 110 кВ	$\frac{6784}{3,689+j9,245}$	$\frac{4834}{6,819+j20,941}$	$\frac{5078}{4,104+j12,896}$	$\frac{4027}{7,299+j23,002}$
ПС 110 кВ ПС-6	2 С 110 кВ	$\frac{3734}{7,948+j16,251}$	$\frac{2458}{14,681+j44,067}$	$\frac{3351}{7,948+j18,904}$	$\frac{2349}{14,677+j44,476}$

Место КЗ		$I_{\text{макс}}^3, A$ $r + jx$	$I_{\text{макс}}^3, A$ $r + jx$	$I_{\text{мин}}^3, A$ $r + jx$	$I_{\text{мин}}^3, A$ $r + jx$
1		2	3	4	5
ПС 110 кВ ПС-10	1 С 110 кВ	$\frac{6293}{3,908+j9,992}$	$\frac{4564}{6,375+j22,061}$	$\frac{5081}{4,366+j12,785}$	$\frac{4086}{6,360+j22,512}$
	2 С 110 кВ	$\frac{6293}{3,908+j9,992}$	$\frac{4564}{6,375+j22,061}$	$\frac{5081}{4,366+j12,785}$	$\frac{4086}{6,360+j22,512}$
ПС 110 кВ ПС-11	1 С 110 кВ	$\frac{8965}{2,339+j7,160}$	$\frac{6775}{4,352+j14,182}$	$\frac{6160}{2,754+j10,811}$	$\frac{5253}{4,832+j16,243}$
	2 С 110 кВ	$\frac{9025}{1,769+j7,270}$	$\frac{6700}{3,872+j14,772}$	$\frac{6171}{2,184+j10,921}$	$\frac{5201}{4,352+j16,833}$
	3 С 110 кВ	$\frac{8965}{2,339+j7,160}$	$\frac{6775}{4,352+j14,182}$	$\frac{6160}{2,754+j10,811}$	$\frac{5253}{4,832+j16,243}$
ПС 110 кВ ПС-12	1 С 110 кВ	$\frac{8483}{2,482+j7,560}$	$\frac{6065}{4,833+j16,798}$	$\frac{6455}{2,948+j10,221}$	$\frac{5140}{5,204+j18,069}$
	2 С 110 кВ	$\frac{6669}{3,263+j9,589}$	$\frac{4754}{6,415+j21,435}$	$\frac{5521}{3,431+j11,974}$	$\frac{4329}{6,421+j21,820}$
ПС 110 кВ ПС-15	1 С 110 кВ	$\frac{6891}{3,092+j9,298}$	$\frac{4832}{6,320+j21,415}$	$\frac{5357}{3,629+j12,305}$	$\frac{4150}{6,785+j23,045}$
	2 С 110 кВ	$\frac{6891}{3,092+j9,298}$	$\frac{4832}{6,320+j21,415}$	$\frac{5357}{3,629+j12,305}$	$\frac{4150}{6,785+j23,045}$

Место КЗ		$I_{\text{макс}}^3, A$ $r + jx$	$3I_{0 \text{ макс}} A$ $r + jx$	$I_{\text{мин}}^3, A$ $r + jx$	$3I_{0 \text{ мин}} A$ $r + jx$
1		2	3	4	5
ПС 110 кВ ПС-16	1 С 110 кВ	$\frac{5043}{5,010+j12,417}$	$\frac{3363}{10,026+j31,978}$	$\frac{4193}{5,547+j15,424}$	$\frac{3033}{10,491+j33,608}$
	2 С 110 кВ	$\frac{4287}{6,680+j14,269}$	$\frac{3020}{11,497+j33,798}$	$\frac{3819}{6,848+j16,654}$	$\frac{2864}{11,503+j34,183}$
ПС 110 кВ ПС-17	1 С 110 кВ	$\frac{11209}{1,479+j5,840}$	$\frac{9063}{2,632+j9,962}$	$\frac{7574}{2,016+j8,847}$	$\frac{6840}{3,097+j11,592}$
	2 С 110 кВ	$\frac{11209}{1,479+j5,840}$	$\frac{9063}{2,632+j9,962}$	$\frac{7574}{2,016+j8,847}$	$\frac{6840}{3,097+j11,592}$
ПС 110 кВ ПС-19	1 С 110 кВ	$\frac{12407}{1,149+j5,320}$	$\frac{10343}{1,968+j8,476}$	$\frac{8089}{1,686+j8,327}$	$\frac{7529}{2,433+j10,106}$
	2 С 110 кВ	$\frac{12467}{1,069+j5,310}$	$\frac{10385}{1,888+j8,466}$	$\frac{8113}{1,606+j8,317}$	$\frac{7551}{2,353+j10,096}$
ПС 110 кВ ПС-20	1 С 110 кВ	$\frac{7110}{3,368+j8,883}$	$\frac{5185}{6,037+j19,173}$	$\frac{5823}{3,536+j1,268}$	$\frac{4679}{6,043+j19,558}$
	2 С 110 кВ	$\frac{7110}{3,368+j8,883}$	$\frac{5185}{6,037+j19,173}$	$\frac{5823}{3,536+j1,268}$	$\frac{4679}{6,043+j19,558}$
ПС 110 кВ Омега	1 С 110 кВ	$\frac{3972}{7,354+j15,333}$	$\frac{2627}{13,595+j41,093}$	$\frac{3573}{7,522+j17,718}$	$\frac{2514}{13,601+j41,478}$
	2 С 110 кВ	$\frac{4127}{7,003+j14,795}$	$\frac{2738}{12,943+j39,332}$	$\frac{3694}{7,171+j17,180}$	$\frac{2613}{12,949+j39,717}$

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО»

299040 г. Севастополь
ул. Хрусталева, 44
www.sevenergo.net

канцелярия: (8692) 53-96-54
факс: (8692) 57-03-14

“ 01 ОКТ 2024 ” 2024 г.

№ 16942/24-24

Директору
ООО ПК «Сила Тока»
Д.В. Фадееву
454084, г. Челябинск,
Пр. Победы, 160, оф. 508
info@silatoka.pro

*об основных технических
решениях по ПС-5 и ПС-6*

Уважаемый Денис Владимирович!

В ответ на Ваше обращение исх. №111 от 11.09.2024 г. (вх. №15366/1-24 от 11.09.2024 г.) о согласовании документации по I этапу тома «Основные технические решения» сообщая следующее.

По ПС-110/6кВ №6 согласован третий вариант основных технических решений.

По ПС-110/6кВ №5 согласован альтернативный вариант, проработанный совместно с ГИП ООО ПК «Сила Тока», а именно: применение колонкового выключателя 110 кВ с выносными трансформаторами тока, состоящих из 2-х комплектов, один из которых расположен между подъездной дорогой ОРУ и линейным разъединителем 110 кВ в сторону ПС-110/6кВ №6.

Остальная часть ОТР согласована.

Дополнительно прошу принять в работу замечания, полученные от СО ЕЭС АО Черноморское РДУ (Приложение 1), направленное 26.09.24 г. ГИП ООО ПК «Сила Тока» в рабочем порядке.

Приложение: Вх. письмо СО ЕЭС АО Черноморское РДУ №16331/1-24 от 25.09.2024 г. – 1 лист.

Заместитель Главного инженера
по эксплуатации сетей

С.А. Иваненко