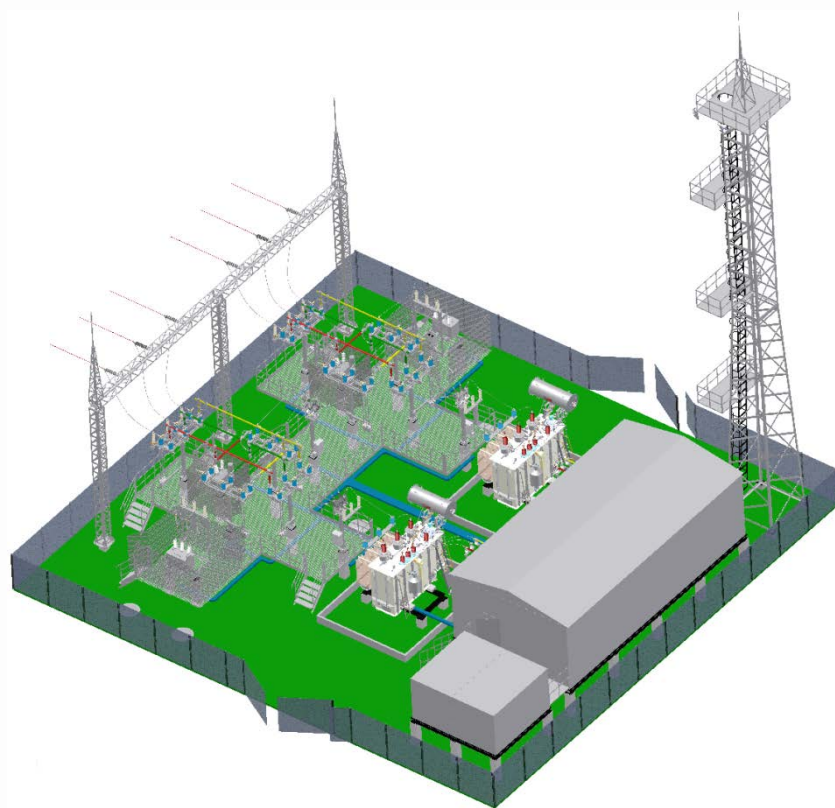


КТПБ 35

КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ
ПОДСТАНЦИЯ БЛОЧНАЯ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ



Применение TER_Sub35_Rec35D12_1 для
электропитания потребителей нефтяных и
газовых промыслов

TER_SubDoc_UG_2
Версия 1.1

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	4
2. ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	6
3. ОПИСАНИЕ И РАБОТА.....	7
3.1. Состав продукта.....	7
3.2. Структура условных обозначений.....	10
3.3. Технические характеристики.....	11
3.3.1. ОРУ 35 кВ	11
3.3.2. Силовой трансформатор	11
3.3.3. ЗРУ 10(6) кВ	12
3.3.4. УКРМ 10(6) кВ.....	12
3.3.5. Система оперативного питания	13
3.4. Конструкция и принцип действия.....	13
3.4.1. Конструкция.....	13
3.4.2. Принцип действия	24
3.5. Маркировка и пломбирование	28
3.5.1. Маркировка	28
3.5.2. Пломбирование	28
4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	29
4.1. Интерфейсы управления	29
4.1.1. Реклоузер SMART35	29
4.1.2. Разъединитель	29
4.1.3. Шкафы КРУ 10(6) кВ.....	29
4.2. Оперативные переключения.....	29
4.2.1. Оперативные переключения ОРУ 35 кВ	32
4.2.2. Оперативные переключения силового трансформатора 35/10(6) кВ.....	34
4.2.3. Оперативные переключения КРУ 10(6) кВ.....	36
4.3. Изменение настроек	36
4.4. Работа с журналами	36
4.5. Возможные неисправности и способ их устранения	37
5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ.....	38

5.1. Сервисные операции с главными цепями	38
5.2. Сервисные операции с вторичными цепями	38
5.3. Проверки.....	38
5.4. Замена оборудования	38
6. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ	39
7. ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ЗАМЕНА ОТКАЗАВШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ 40	
7.1. Гарантийные обязательства	40
7.2. Замена отказавшего оборудования	40
8. УТИЛИЗАЦИЯ.....	41

1. ВВЕДЕНИЕ

Руководство по эксплуатации содержит сведения о технических характеристиках, принципе действия, конструкции и составных частях продукта TER_Sub35_Rec35D12_1 – комплектная понизительная трансформаторная подстанция 35/10(6) кВ.

Персонал, эксплуатирующий подстанцию должен быть знаком с техническими характеристиками и принципом действия оборудования, иметь необходимую квалификацию (специализацию), допуска и быть знаком с режимами работы подстанции.

Общий вид подстанции 35/10(6) кВ со схемой ОРУ 35 кВ 35-4Н представлен на **рис. 1.1.**



Рис. 1.1. Общий вид подстанции 35/10(6) кВ с ОРУ 35 кВ на реклоузерах SMART35

Кроме «Руководства по эксплуатации» для TER_Sub35_Rec35D12_1 разработана документация, перечисленная в **Таблице 1.1.**

Таблица 1.1. Перечень документации

№	Наименование	Целевая аудитория документа
1	Инструкция по монтажу и пусконаладке	Персонал монтажно-наладочных и ремонтных компаний
2	Техническая информация	Персонал проектных институтов и технические специалисты сетевых компаний
3	Руководство пользователя программного обеспечения TELARM Basic	Эксплуатационный персонал сетевых компаний

Руководство по эксплуатации подстанции должно изучаться совместно с документацией на основные компоненты подстанции:

- Руководство по эксплуатации разъединителей РГП 35 кВ (СЭЩ или ЗЭТО).
- Руководство по эксплуатации трансформатора напряжения НАМИ-35 (герметичный).
- Руководство по эксплуатации ограничителей перенапряжений ОПН-РК-35.
- Руководство по эксплуатации силового трансформатора ТМ(Н) 35/10(6) кВ.

- Руководство по эксплуатации трансформатора собственных нужд ТМГ 35/0,4 кВ.
- Руководство по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7.

2. ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ТМ(Н) – трансформатор масляный с переключением без возбуждения (под нагрузкой);

РПН – регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой;

ПБВ – регулирование напряжения трансформатора без возбуждения (без напряжения);

ТСН – трансформатор собственных нужд 35/0,4 кВ;

ВН – высшее напряжение;

НН – низшее напряжение;

МДВВ – модуль дискретных входов/выходов;






ПУЭ – правила устройства электроустановок (издание 7).

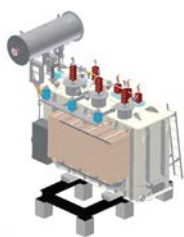
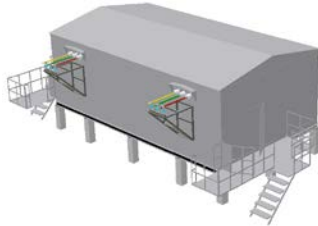
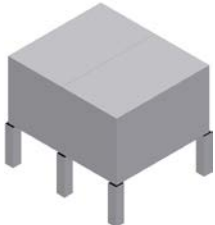

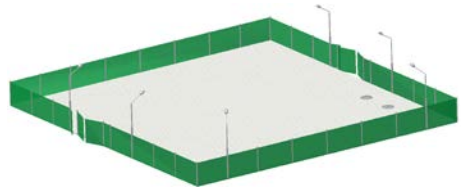
3. ОПИСАНИЕ И РАБОТА

3.1. Состав продукта

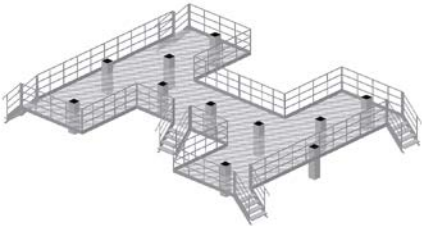
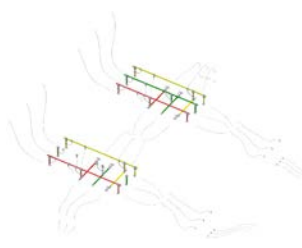
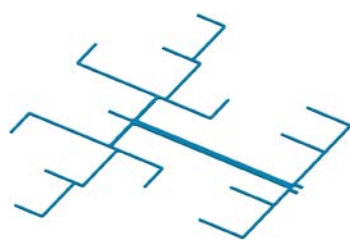
Состав продукта TER_Sub35_Rec35D12_1 представлен в **таблице 3.1.**

Таблица 3.1. Состав продукта TER_Sub35_Rec35D12_1

№	Обозначение	Изображение	Описание
1			Ячейковый портал приёма линии с молниеотводами ПСЛ-110 Я4С (без стоек ТС-16С).
2			Блок разъединителя РГП 35 кВ УХЛ1 (СЭЩ или ЗЭТО) с боковым безопасным расположением приводов.
3			Блок реклоузера SMART35.
4			Блок трансформатора собственных нужд ТМГ 40-100/35/0,4 УХЛ1 (герметичный). Трансформатор защищается предохранителями ПКТ-101-35 УХЛ1 и ОПН-РК-35/42-10-760 УХЛ1.
5			Блок трансформатора напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 (герметичный). Трансформатор защищается предохранителями ПКН-001-35 УХЛ1.

№	Обозначение	Изображение	Описание
6			Блок силового трансформатора ТМ(Н) 4000-16000/35/10(6) (У)ХЛ1 (со встроенными трансформаторами тока).
7			Модуль ЗРУ 10(6) кВ совмещённый с ОПУ, включающий устройства защиты, управления, измерения, телеуправления, телесигнализации и обеспечения собственных нужд.
8			Установки компенсации реактивной мощности 450-2700/10(6) кВ (У)ХЛ1(контейнерные) с кабельным подключением.
9			Антенно-прожекторная мачта ПМС-24.0 с молниеотводом и площадками для отдыха ¹ .
10			Периметральное ограждение с калитками, воротами и освещением ОРУ 35 кВ.

¹ Площадки для отдыха согласно требованиям ПБ 08-624-03.

№	Обозначение	Изображение	Описание
11			Сплошная площадка обслуживания с лестницами и перилами позволяющая выполнять переключения безопасно без спуска на землю.
12			Комплект гибкой (алюминиевый провод) и жёсткой ошиновки (алюминиевая труба) для ОРУ 35 кВ и комплект гибкой (алюминиевый провод) ошиновки для соединения силового трансформатора с модулем ЗРУ 10(6) кВ.
13			Комплект кабельных лотков располагаемых на ОРУ 35 кВ.

Соединение вторичных цепей подстанции и соединения цепей между отдельными блоками выполняется медными изолированными проводами или многожильными кабелями с сечением токоведущей жилы не менее 1,5 мм².

С каждой подстанцией поставляется комплект запасных частей и вспомогательного оборудования, средств защиты, монтажных приборов и инструментов, согласованных в процессе оформления заказа.

3.2. Структура условных обозначений

Подстанция TER_Sub35_Rec35D12_1(P1_P2_P3_P4_P5_P6_P7_P8_P9_P10_P11)				
Наименование	Параметр	Код	Описание	Кол-во, шт
Открытое распределительное устройство 35 кВ	P1	5351	Комплект для схемы 5АНА с ТСН 35 кВ, ТН 35 кВ	1
		5350	Комплект для схемы 5АНА с ТСН 35 кВ, без ТН 35 кВ	1
		4351	Комплект для схемы 4Н с ТСН 35 кВ, ТН 35 кВ	1
		4350	Комплект для схемы 4Н с ТСН 35 кВ, без ТН 35 кВ	1
Силовой трансформатор (масляный) 35/6(10) кВ со встроенными ТТ	P2	0406	Силовой трансформатор ТМ(Н)-4000/35/6 (У)ХЛ1	2
		0410	Силовой трансформатор ТМ(Н)-4000/35/10 (У)ХЛ1	2
		0606	Силовой трансформатор ТМ(Н)-6300/35/6 (У)ХЛ1	2
		0610	Силовой трансформатор ТМ(Н)-6300/35/10 (У)ХЛ1	2
		1006	Силовой трансформатор ТДН-10000/35/6 (У)ХЛ1	2
		1010	Силовой трансформатор ТДН-10000/35/10 (У)ХЛ1	2
		1606	Силовой трансформатор ТДН-16000/35/6 (У)ХЛ1	2
		1610	Силовой трансформатор ТДН-16000/35/10 (У)ХЛ1	2
Установка компенсации реактивной мощности 6(10) кВ	P3	0	Не поставляется Таврида Электрик	-
		0406	УКРМ-1-6,3-450-К (У)ХЛ1	2
		0410	УКРМ-1-10,5-450-К (У)ХЛ1	2
		0906	УКРМ-1-6,3-900-К (У)ХЛ1	2
		0910	УКРМ-1-10,5-900-К (У)ХЛ1	2
		1306	УКРМ-1-6,3-1350-К (У)ХЛ1	2
		1310	УКРМ-1-10,5-1350-К (У)ХЛ1	2
		1806	УКРМ-1-6,3-1800-К (У)ХЛ1	2
		1810	УКРМ-1-10,5-1800-К (У)ХЛ1	2
		2206	УКРМ-1-6,3-2250-К (У)ХЛ1	2
		2210	УКРМ-1-10,5-2250-К (У)ХЛ1	2
		2706	УКРМ-1-6,3-2700-К (У)ХЛ1	2
		2710	УКРМ-1-10,5-2700-К (У)ХЛ1	2
		Закрытое распределительное устройство 6(10) кВ	P4	V12
V12F	12 шкафов D-12 с БАВР			1
V14	14 шкафов D-12			1
V14F	14 шкафов D-12 с БАВР			1
V16	16 шкафов D-12			1
V16F	16 шкафов D-12 с БАВР			1
V18	18 шкафов D-12			1
V18F	18 шкафов D-12 с БАВР			1
V20	20 шкафов D-12			1
V20F	20 шкафов D-12 с БАВР			1
V22	22 шкафа D-12			1
V22F	22 шкафа D-12 с БАВР			1
V24	24 шкафа D-12			1
V24F	24 шкафа D-12 с БАВР			1
Контроллер телемеханики	P5	0	Не поставляется Таврида Электрик	-
		1	Контроллер телемеханики с услугами	1
		0	-	-
Строительные металлоконструкции	P6	1	Комплект1: маслоприёмники	1
		2	Комплект2: приёмный портал ПСЛ-110Я4	1
		3	Комплект3: прожекторная мачта ПМС-24.0	1
		4	Комплект4: молниеотводы СМ-15, приёмный портал ПСЛ-110Я4	1
		5	Комплект5: приёмный портал ПСЛ-110Я4, прожекторная мачта ПМС-24.0	1
		6	Комплект6: маслоприёмники, приёмный портал ПСЛ-110Я4, прожекторная мачта ПМС-24.0	1
		7	Комплект7: маслоприёмники, молниеотводы СМ-15, приёмный портал ПСЛ-110Я4	1
		8	Комплект8: маслоприёмники, маслосорник, приёмный портал ПСЛ-110Я4, прожекторная мачта ПМС-24.0, рама силового трансформатора, рама ЗРУ, рама УКРМ, рама маслосорника	1
Периметральное ограждение	P7	0	Не поставляется Таврида Электрик	-
		1	Комплект периметрального ограждения с СББ "Егоза"	1
Площадка обслуживания ОРУ 35 кВ	P8	0	Не поставляется Таврида Электрик	-
		1	Сплошная площадка	1
		2	Сплошная площадка с постоянным внутренним ограждением для ТН 35 кВ и (или) ТСН 35/0,4 кВ	1
		3	Локальные площадки (мостки)	1
Услуга по проектированию	P9	0	Не предоставляется Таврида Электрик	-
		S	Предоставляется Таврида Электрик с привлечением субподрядной организации	1
		T	Предоставляется Таврида Электрик	1
Услуга по строительству и монтажу	P10	0	Не предоставляется Таврида Электрик	-
		S	Предоставляется Таврида Электрик с привлечением субподрядной организации	1
		T	Предоставляется Таврида Электрик	1
Услуга по пусконаладке	P11	0	Не предоставляется Таврида Электрик	-
		S	Предоставляется Таврида Электрик с привлечением субподрядной организации	1
		T	Предоставляется Таврида Электрик	1

3.3. Технические характеристики

3.3.1. ОРУ 35 кВ

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	
- сборных шин	1000
- цепей силовых трансформаторов	630
Ток электродинамической стойкости, кА	20
Ток термической стойкости, кА	10
Время протекания тока термической стойкости, с	
- главные цепи	3
- цепи заземления	1
Жёсткая ошиновка	ОЖ 35 кВ
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	190
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ:	
- в сухом состоянии	95
- под дождём	80
Климатическое исполнение	УХЛ
Категория размещения	1
Наибольшая высота эксплуатации над уровнем моря, м	1000
Нижнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	- 60
Верхнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	+ 40
Верхнее значение относительной влажности воздуха при температуре 25 °С	100%
Допустимое значение скорости ветра в условиях отсутствия гололёда, м/с	40
Допустимое значение скорости ветра в условиях гололёда (толщина корки льда до 20 мм) м/с	15
Степень загрязнения изоляции по ГОСТ 9920	III
Климатический район по снеговой нагрузке по СНиП 2.01.07	IV
Тип атмосферы по ГОСТ 15150	II
Схема	5АНА или 4Н
Вид управления	местное/ дистанционное/ телеуправление
Срок службы, лет	30

3.3.2. Силовой трансформатор

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение обмоток высшего напряжения, кВ	35
Номинальное напряжение обмоток низшего напряжения, кВ	10(6)
Номинальная мощность силового трансформатора, кВА	4000; 6300; 10000; 16000
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение срезанного грозового импульса, кВ:	
- обмотка высшего напряжения	220
- обмотка низшего напряжения	90(70)
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ:	
- обмотка высшего напряжения	85
- обмотка низшего напряжения	35(25)
Климатическое исполнение	УХЛ
Категория размещения	1
Наибольшая высота эксплуатации над уровнем моря, м	1000
Нижнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	- 60
Верхнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	+ 40
Верхнее значение относительной влажности воздуха при температуре 25 °С	100%
Вид регулирования напряжения	РПН или ПБВ
Диапазон регулирования напряжения	

Наименование параметра	Значение
-РПН -ПБВ	±4x2,5; ±8x1,5; ±9x1,35; ±2x2,5
Вид управления -трансформатор с ПБВ -трансформатор с РПН	местное местное/ дистанционное/ автоматическое
Вид охлаждения -естественная циркуляция воздуха и масла -принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	М Д
Схема и группа соединения обмоток	Y/Δ-11
Срок службы, лет	30

3.3.3. ЗРУ 10(6) кВ

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10(6)
Номинальный ток сборных шин и главных цепей, А	1600
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Ток термической стойкости, кА	20
Время протекания тока термической стойкости, с -главные цепи -цепи заземления	3 1
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75(60)
Испытательное напряжение промышленной частоты в сухом состоянии, кВ	42(32)
Климатическое исполнение	УХЛ
Категория размещения	1
Степень огнестойкости модуля	IV (II, III)
Наибольшая высота эксплуатации над уровнем моря, м	1000
Нижнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	- 60
Верхнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	+ 40
Верхнее значение относительной влажности воздуха при температуре 25 °С	100%
Допустимое значение скорости ветра в условиях отсутствия гололёда, м/с	40
Допустимое значение скорости ветра в условиях гололёда (толщина корки льда до 20 мм) м/с	15
Регулирование температуры внутри модуля, °С: -в ручном режиме (в т. ч. по системе ТМ) -в автоматическом режиме	18-20 5-10
Степень загрязнения изоляции по ГОСТ 9920	III
Климатический район по снеговой нагрузке по СНиП 2.01.07	IV
Тип атмосферы по ГОСТ 15150	II
Вид высоковольтных присоединений: -ввод в РУ -отходящие линии	воздушный кабельный/воздушный
Вид управления	местное/ телеуправление
Схема	10(6)-1
Срок службы, лет	30

3.3.4. УКРМ 10(6) кВ

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10(6)
Номинальная мощность, кВАр	450; 900; 1350; 1800; 2250; 2700
Ток электродинамической стойкости, кА	20
Ток термической стойкости, кА	12,5
Тип ввода	кабельный

Мощность минимальной ступени, кВАр	150; 300; 450
Количество ступеней регулирования мощности: постоянная + регулируемая	1+1; 1+2; 1+3; 1+4
Режим работы	Автомат./Ручной
Климатическое исполнение	УХЛ
Категория размещения	1
Исполнение АУКРМ	контейнерное
Наибольшая высота эксплуатации над уровнем моря, м	1000
Нижнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	- 60
Верхнее значение температуры воздуха при эксплуатации, °С	+ 40
Верхнее значение относительной влажности воздуха при температуре 25 °С	100%
Срок службы, лет	20

3.3.5. Система оперативного питания

Наименование параметра	Значение
Трансформатор собственных нужд	
Номинальное напряжение обмоток высшего напряжения, кВ	35
Номинальное напряжение обмоток низшего напряжения, кВ	0,4
Номинальная мощность силового трансформатора, кВА	40; 63; 100
Климатическое исполнение	УХЛ
Категория размещения	1
Вид регулирования напряжения	ПБВ
Диапазон регулирования напряжения	±2х2,5
Вид управления	местное
Схема и группа соединения обмоток	Δ/Уп-11
Исполнение бака трансформатора	герметичный
Вид охлаждения -естественная циркуляция воздуха и масла	М
Шкаф оперативного тока	
Номинальное входное напряжение, В	380
Номинальная частота, Гц	50
Номинальное выходное напряжение, В	220
Переключение между источниками питания	АВР
Ёмкость аккумуляторных батарей, А*ч	62; 100; 125
Конструкция аккумуляторной батареи	герметизированная
Производитель аккумуляторной батареи	Hawker
Срок службы аккумуляторных батарей, лет	12
Тип аккумуляторной батареи	свинцово-кислотная

3.4. Конструкция и принцип действия

3.4.1. Конструкция

3.4.1.1. ОРУ 35 кВ

Конструктивно главная схема ОРУ 35 кВ может быть выполнена по схеме 35-5АНА и 35-4Н (см. **рис. 3.1**):

- схема ОРУ 35-5АНА имеет реклоузер в секционирующей перемычке (автоматическая перемычка со стороны линии);
- схема ОРУ 35-4Н не имеет реклоузера в секционирующей перемычке (неавтоматическая перемычка со стороны линии).

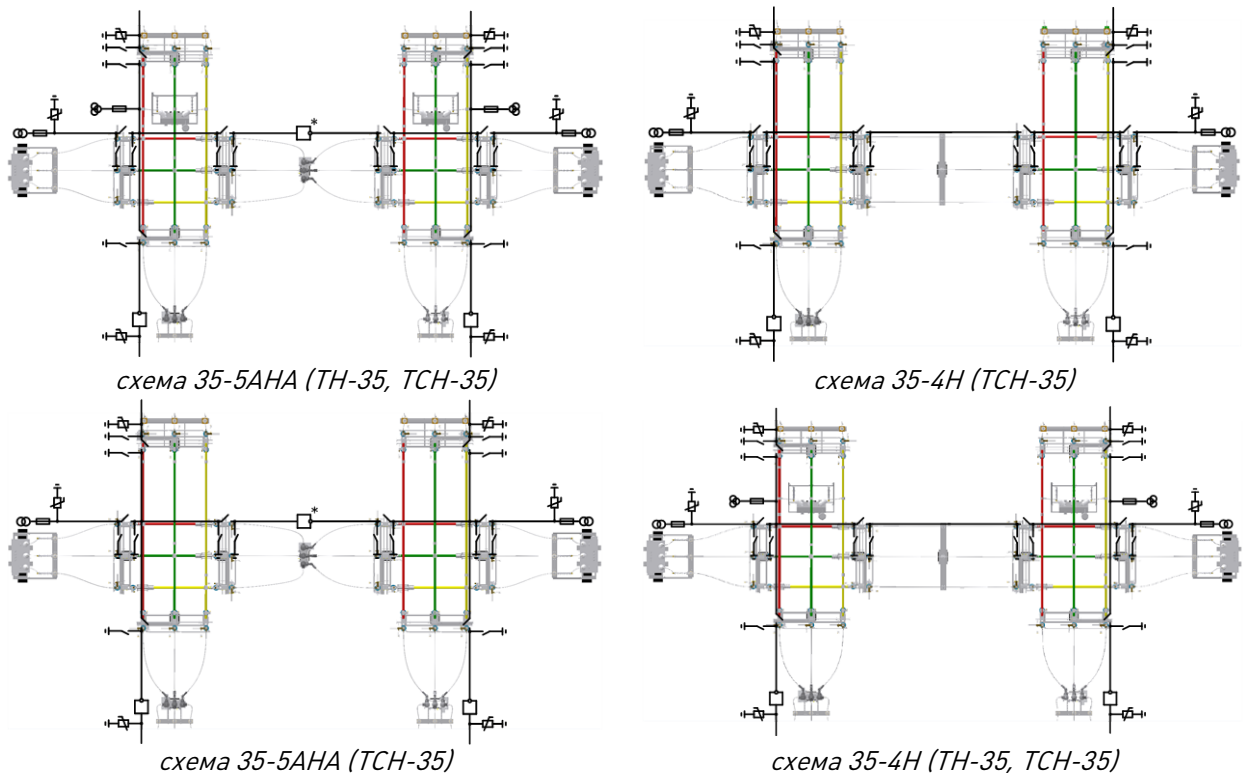


Рис. 3.1. Главные схемы ОРУ 35 кВ

*- реклоузер в секционирующей перемычке (схема 35-5АНА) рекомендуется устанавливать датчиками в сторону основного ввода.

Конструктивно ОРУ 35 кВ состоит из элементов, показанных на **рис. 3.2.**

- Блок ТСН 35 кВ
- Разъединитель ТСН 35 кВ
- Блок ТН 35 кВ
- Реклоузер секционный
- Портал линейный ПСЛ110Я4С
- Разъединитель линейный
- Разъединитель секционный
- Разъединитель трансформатора
- Реклоузер трансформатора
- Площадка обслуживания

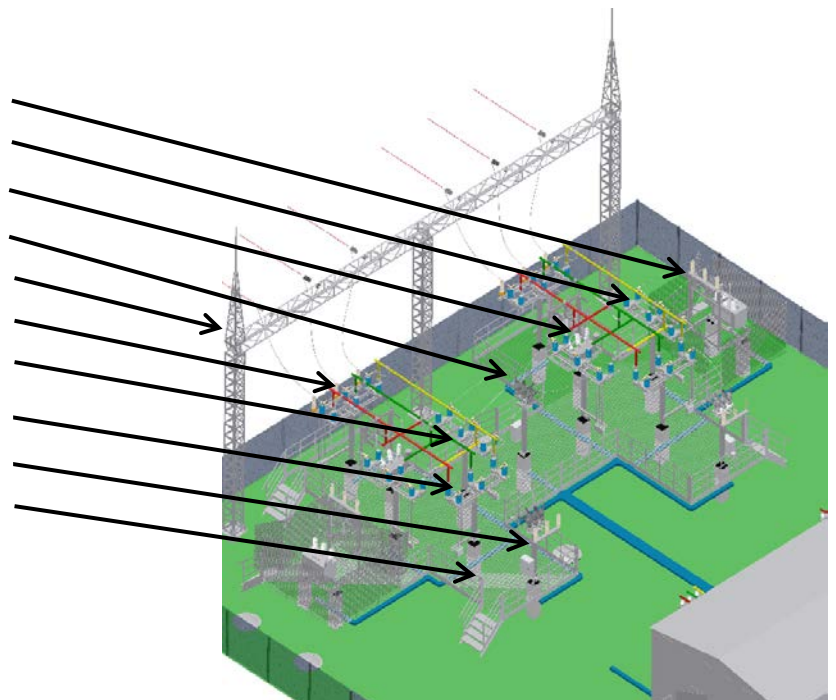


Рис. 3.2. Основные элементы ОРУ 35 кВ (схема 35-5АНА)

ОРУ 35 кВ по схеме 35-5АНА и 35-4Н состоит из следующих основных компонентов:

№	Наименование	Количество, шт.	
		35-5АНА	35-4Н
1	Портал линейный ПСЛ-110 Я4С (без стоек ТС-16С) с высотой траверсы +7400 мм	1	1
2	Блок-стойка линейного разъединителя 35 кВ с ОПН-РК-35 в цепи линии 35 кВ	2	2
4	Блок-стойка секционного разъединителя 35 кВ	2	2
5	Блок-стойка разъединителя ТСН-35 кВ	2	2
6	Блок-стойка секционного реклоузера SMART35	1	-
7	Блок-стойка трансформатора напряжения НАМИ-35 с предохранителями ПКН 001-35	2	2
8	Блок трансформатора собственных нужд 35/0,4 кВ с предохранителями ПКТ 101-35 и ОПН-РК-35	2	2
9	Блок-стойка разъединителя силового трансформатора 35 кВ	2	2
10	Блок-стойка реклоузера SMART35 с ОПН-РК-35 защищающего силовой трансформатор	2	2

Элементы ОРУ 35 кВ, силовые трансформаторы, блоки ОРУ 35 кВ, антенно-прожекторная мачта и модуль ЗРУ 10(6) кВ устанавливаются на сваи и крепятся к ним при помощи сварки.

Все металлоконструкции и металлические части оборудования подстанции присоединяются к контуру заземления подстанции.

3.4.1.1.1. Портал линейный ПСЛ-110 Я4С

Портал ПСЛ-110 Я4С производится по типовому проекту 3.407.2-162 и представляет собой свободностоящую П-образную конструкцию состоящую из траверсы и узкобазных стоек решётчатого типа сечением 500х500 мм, что позволяет устанавливать портал на одиночные фундаменты. В качестве защиты от коррозии применяется цинковое покрытие. Общий вид портала показан на **рис. 3.3**.



Рис. 3.3. Портал линейный ПСЛ-110 Я4С

Для стороны 35 кВ портал применяется без нижней стойки ТС-16С.

Применение портала ПСЛ-110 Я4С с высотой траверсы 7400 мм позволяет упростить блок линейного разъединителя, увеличить межфазные расстояния, снизить вероятность

схлестывания проводов на участках спуска с опоры к порталу и спуска с портала на линейный разъединитель.

3.4.1.1.2. Реклоузер SMART35

Реклоузер позволяет выполнять оперативные отключения силовых трансформаторов, изменять режим работы схемы ОРУ 35 кВ, а также обеспечивает защиту силовых трансформаторов и сборных шин встроенными защитами и автоматикой, которые получают информацию о состоянии сети от встроенных в коммутационный модуль датчиков тока, датчиков напряжения и от датчика тока нулевой последовательности. Последний имеет чувствительность от 0,1 А, что позволяет повысить защищённость силового трансформатора при замыканиях на бак силового трансформатора (аналогичная защита обязательна для защиты силовых трансформаторов 110 кВ и выше). Блок-стойка с реклоузером и установленными ОПН-РК показана на **рис. 3.4**. В основании блок-стойки имеется регулировочный узел, позволяющий выполнить регулировку по высоте и наклону.



Рис. 3.4. Общий вид блока реклоузера SMART35 с установленными ОПН-РК-35

Более подробную информацию о реклоузере читайте в «Руководстве по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7».

3.4.1.1.3. Трансформатор собственных нужд 35/0,4 кВ

В качестве трансформатор собственных нужд применяется силовой трансформатор типа ТМГ 35/0,4 кВ (герметичный) мощностью не более 100 кВА производства МЭЗ им. Козлова (или аналог СЭЦ). Трансформатор собственных нужд обеспечивает электроэнергией двигатели, систему охлаждения трансформаторов, обогрев помещений, освещение территории подстанции и помещения ЗРУ 10(6) кВ, систему управления, релейную защиту и автоматику, систему телемеханики (АСУТП, АСКУЭ), зарядные устройства аккумуляторных батарей и др. Трансформатор первичной обмоткой подключается к сборным шинам с напряжением 35 кВ, преобразуя его во вторичное напряжение 380/220 В.

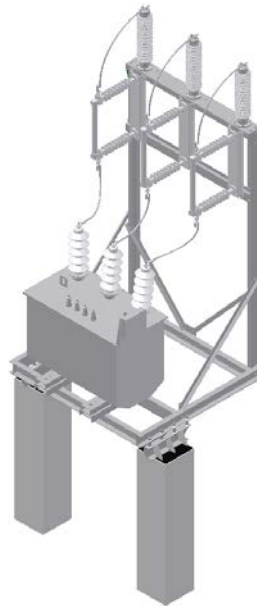


Рис. 3.5. Блок трансформатора собственных нужд 35/0,4 кВ

Блок ТСН-35, состоящий из силового трансформатора, ограничителей перенапряжения и предохранителей, устанавливается на две сваи (см. **рис. 3.5**). В основании блока имеются регулировочные узлы, позволяющие выполнить регулировку по высоте и наклону.

Более подробную информацию о силовом трансформаторе (трансформаторе собственных нужд) читайте в «Руководстве по эксплуатации на силовой трансформатор ТМГ».

3.4.1.1.4. Трансформатор напряжения НАМИ-35

Для измерения напряжений под секцией сборных шин 35 кВ устанавливается антирезонансный трёхфазный масляный трансформатор напряжения НАМИ-35 герметичного исполнения. Трансформатор применяется, как правило, в тех случаях, когда требуется организация коммерческого учёта электрической энергии по стороне 35 кВ. Конструктивные особенности измерительного трансформатора обеспечивают его работоспособность при любых режимах работы сети. Также трансформатор НАМИ-35 может применяться для организации технического учёта электрической энергии.

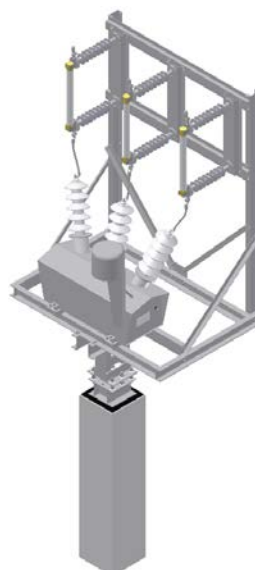


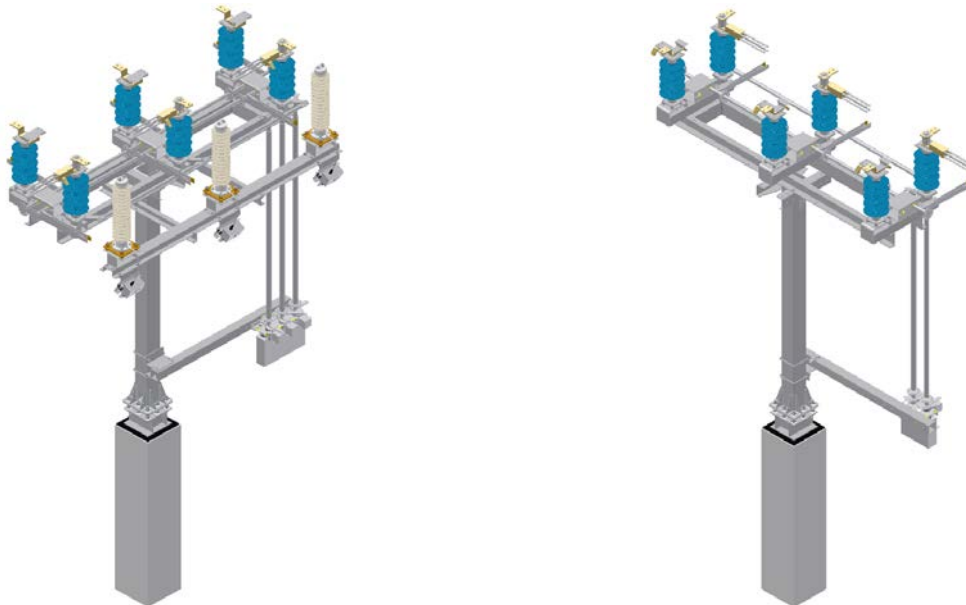
Рис. 3.6. Блок трансформатора напряжения НАМИ-35 (герметичный)

Блок ТН-35, состоящий из трансформатора напряжения и предохранителей, устанавливается на одну сваю (см. **рис. 3.6**). В основании блок-стойки имеется регулировочный узел, позволяющий выполнить регулировку по высоте и наклону.

Более подробную информацию о трансформаторе напряжения НАМИ-35 читайте в «Руководстве по эксплуатации НАМИ-35» (производитель РЭТЗ Энергия).

3.4.1.1.5. Разъединители 35 кВ

Разъединители переменного тока горизонтально-поворотного типа с возможностью установки двух ножей заземления предназначены для обеспечения видимого разрыва и заземления участков схемы ОРУ 35 кВ, обеспечивая тем самым безопасность персонала при проведении обслуживающих (профилактических) или ремонтных работ. На линейные разъединители дополнительно устанавливается комплект ОПН-РК-35 со счётчиками СИТ-1. Разъединители РГП СЭЩ и РГП ЗЭТО применяются с ручными приводами типа ПР СЭЩ и ПРГ-5Б ЗЭТО соответственно, расположенными из соображений безопасности и удобства под крайним полюсом (см. **рис. 3.7**). В основании блок-стойки имеется регулировочный узел, позволяющий выполнить регулировку по высоте и наклону.



с установленными ОПН-РК-35 и СИТ-1

без дополнительного оборудования

Рис. 3.7. Разъединитель РГП СЭЩ 35 кВ с боковым расположением приводов

Более подробную информацию о разъединителе читайте в «Руководстве по эксплуатации РГП СЭЩ» или в «Руководстве по эксплуатации РГП ЗЭТО» (тип применяемого разъединителя определяется проектом).

3.4.1.1.6. Площадка обслуживания

Площадка обслуживания выполнена сплошной, соединяющей все блоки ОРУ 35 кВ, обеспечивая проход персонала вдоль оборудования без спуска на землю (см. **рис. 3.8**).

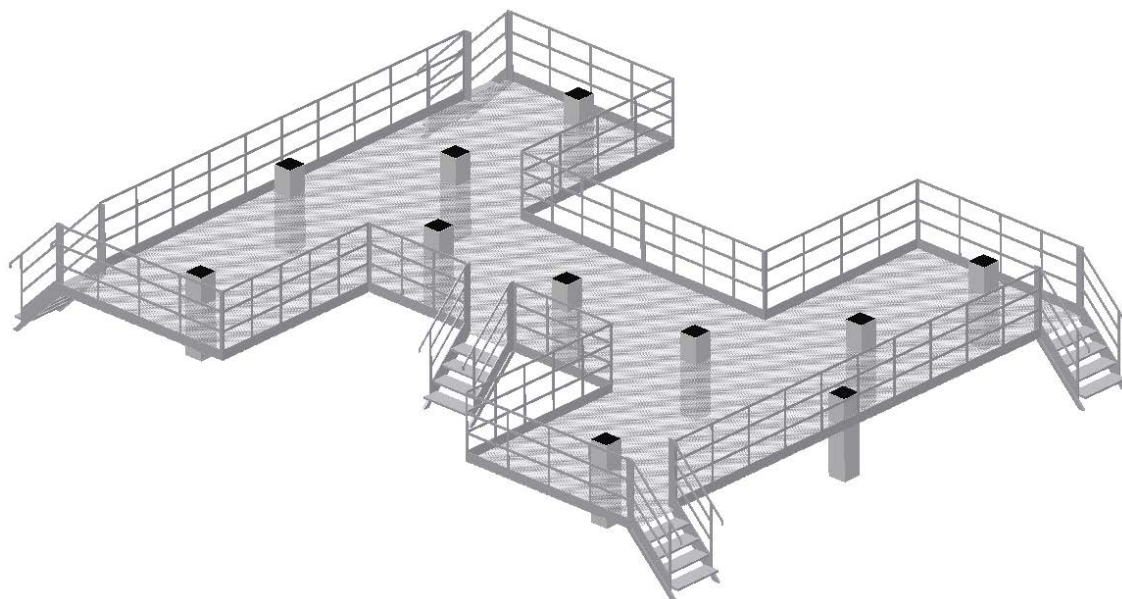


Рис. 3.8. Площадка обслуживания

Настил площадки выполнен из металлической ячеистой решётки. Площадка и лестницы оснащены перилами высотой 1,25 м с продольными планками. Лестницы имеют небольшой уклон ступенек внутрь. Расстояние между ступенями по высоте не более 25 см. Площадка полностью соответствует требованиям ПБ 08-624-03.

Площадка обслуживания закреплена на свайном фундаменте блоков. Расстояние от пола площадки до земли составляет 1 м, что позволяет в зимнее время находиться выше уровня снежного покрова, легче очистить площадку от снега, а во время паводков находиться выше уровня воды. Все эти меры призваны повысить безопасность обслуживающего персонала и сделать проведение работ более удобным.

3.4.1.1.7. Безопасность ОРУ 35 кВ

Конструктивное исполнение ОРУ 35 кВ обеспечивает повышенную безопасность при проведении работ и оперативных переключений. Территорию ОРУ 35 кВ можно разделить на безопасные рабочие зоны (см. **рис. 3.9**).

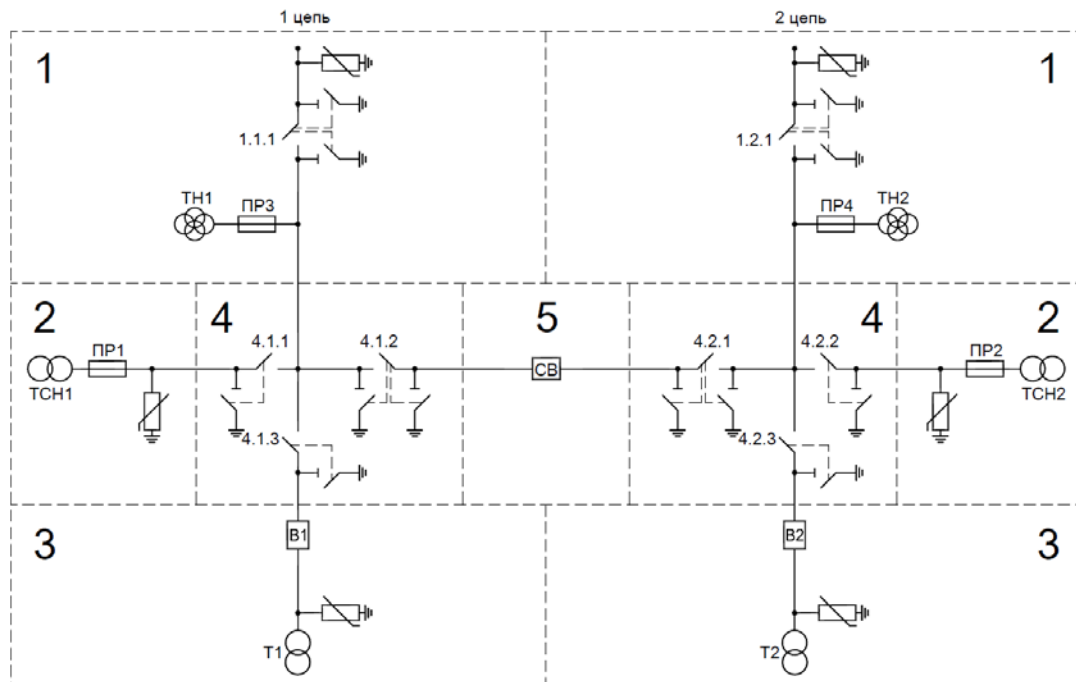


Рис. 3.9. Зоны безопасности ОРУ 35 кВ для проведения работ по обслуживанию оборудования (на рисунке схема 35-5АНА)

В каждой рабочей зоне для обеспечения безопасности соблюдены следующие расстояния согласно ПУЭ:

1. Расстояние от неограждённых токоведущих частей до земли (пола площадки обслуживания) – 3100 мм.
2. Расстояние между частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживании одной цепи и неотключённой второй – 2400 мм.
3. Расстояние от нижней кромки изолятора до земли (пола площадки обслуживания) – 2500 мм.

3.4.1.2. Силовой трансформатор

На подстанции применяются высоковольтные силовые трансформаторы масляные с естественным масляным охлаждением или принудительным охлаждением дутьём и встроенными трансформаторами тока на стороне обмотки высшего напряжения. Встроенные измерительные трансформаторы тока (см. **рис. 3.10**) предназначены для подключения цепей ДЗТ и учёта электрической энергии (коммерческого и технического). Класс точности обмоток встроенных трансформаторов тока должен быть:

- для подключения ДЗТ – класс точности 10P-3P;
- для подключения счётчика электрической энергии – класс точности 0,2s-0,5s.



Рис. 3.10. Внешний вид силового трансформатора со встроенными трансформаторами тока

3.4.1.3. ЗРУ 10(6) кВ

Модуль ЗРУ 6 кВ представляет собой специальный теплоизолированный электротехнический контейнер с системами освещения, обогрева и вентиляции, в котором смонтировано основное и вспомогательное оборудование распределительного устройства и подстанции в целом.

Корпус модуля выполнен из стального листа толщиной 1,6-2,2 мм с антикоррозийным покрытием, окрашенный порошковой полимерной краской с толщиной слоя от 100 мк. Наружные соединительные элементы (головки болтов и заклёпок, технологические отверстия) отсутствуют. Места стыков элементов корпуса уплотнены силиконом. Теплоизоляция стен, пола и кровли – негорючая минеральная вата. Толщина теплоизоляции выбирается в зависимости от условий эксплуатации и составляет 50 мм или 100 мм.

ЗРУ 10(6) кВ в основании имеет цельную раму из прокатного швеллера высотой 260 мм, что позволяет устанавливать его на грунте, бетонной или асфальтной площадке, ленточном или свайном фундаменте. В основании сформированы отверстия для ввода высоковольтного силового кабеля, а также кабелей питания собственных нужд и питания оперативных цепей.

Габариты ЗРУ 10(6) кВ определяются количеством установленных шкафов КРУ 10(6) кВ. В модуле ЗРУ 10(6) кВ помимо шкафов КРУ 10(6) кВ располагаются:

- шкафы распределения устройства собственных нужд 0,4 кВ;
- шкаф зарядно-выпрямительного устройства;
- шкаф аккумуляторных батарей;
- шкафы защит и управления 35 кВ совмещённые с центральной сигнализацией;
- шкаф питания оперативной блокировки;
- шкаф учёта (опционально);
- шкаф контроллера телемеханики (опционально);
- ящик управления освещением;
- шкаф БАРВ (опционально);

- шкаф дуговой защиты ОВОД-МД;
- стойка средств индивидуальной защиты;
- стойка средств связи (опционально);
- шкаф пожаро-охранной сигнализации;
- щит аварийного освещения.

Подключение шкафов КРУ 10(6) кВ расположенных в ЗРУ 10(6) кВ:

- вводные шкафы – подключение воздушной линии через проходные изоляторы на боковой стенке модуля;
- шкафы отходящих линий: подключение кабельной линии снизу через отверстие в раме основания модуля или воздушный вывод через проходные изоляторы на боковой стенке модуля ЗРУ 10(6) кВ.

Все шкафы КРУ 10(6) кВ за исключением шкафа измерительного трансформатора напряжения, имеют выкатное исполнение. Шкафы с выкатными элементами оснащаются механическими блокировками, которые препятствуют:

- вкатыванию и выкатыванию выкатных элементов с высоковольтными выключателями в рабочее или контрольное положения при включённом выключателе;
- включению выключателя без фиксации выкатного элемента в рабочем или контрольном положениях;
- замыканию заземляющих ножей ячейки без фиксации выкатного элемента в контрольном положении;
- вкатыванию выкатного элемента в рабочее положение при замкнутых заземляющих ножах;
- открытию дверцы отсека присоединения при разомкнутом заземлителе;
- перемещению выкатного элемента в рабочее положение без подключённых разъёма вторичных цепей.

Для обеспечения максимального уровня безопасности и надёжности, помимо механических блокировок предусмотрены замковые блокировки, обеспечивающие правильную последовательность выполнения коммутационных операций, и электромагнитные, обеспечивающие взаимодействие модулей высокого и низкого напряжений между собой, а также питанием нагрузки.

3.4.1.4. УКРМ 10(6) кВ

УКРМ 10(6) кВ предназначена для повышения значения коэффициента мощности ($\cos\phi$) и представляет собой специальный теплоизолированный блок-контейнер с конденсаторными батареями, системами освещения, обогрева и вентиляции, в котором смонтировано основное и вспомогательное оборудование. Конденсаторные батареи подключаются к каждой секции сборных шин 10(6) кВ через отдельный шкаф КРУ с выключателем 10(6) кВ (см. **рис. 3.11**).

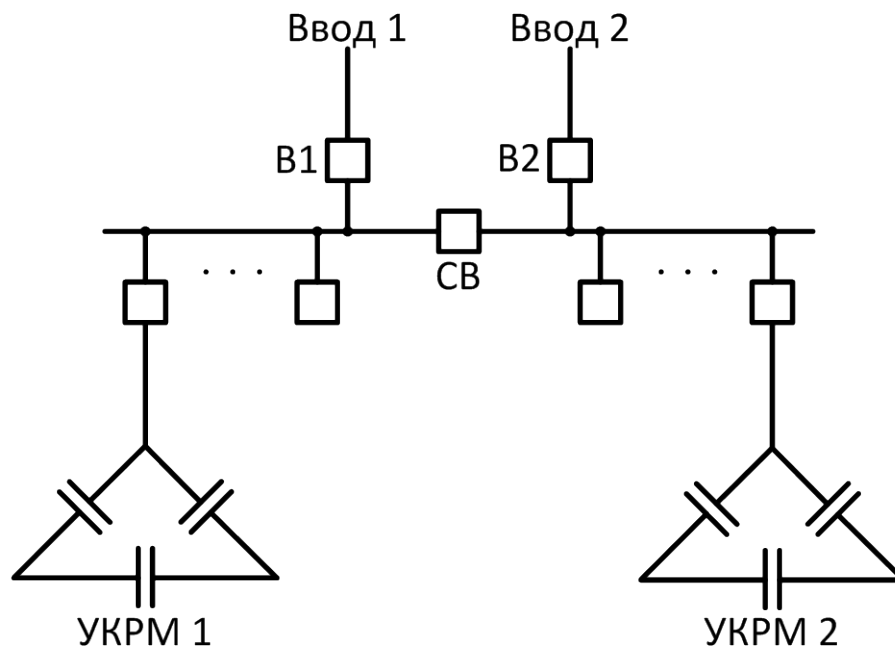


Рис. 3.11. Подключение УКРМ 10(6) кВ к сборным шинам

Блок-контейнер УКРМ-10(6)-К представляет собой цельносварную конструкцию, состоящую из силового каркаса, минерального негорючего утеплителя и обшивки. Основание силового каркаса выполнено из стального швеллера в виде рамы с продольным и поперечным усилением. Нижнее закрытие рамы выполнено стальным листом толщиной 1,5 мм, верхнее – рифлёным листом толщиной 4 мм, проваренным по всему периметру. Верхнее закрытие основания является внутренним полом контейнера. В основании сформированы отверстия для ввода высоковольтного силового кабеля, а также кабелей питания собственных нужд и питания оперативных цепей. Внутренний объём основания заполнен негорючим минеральным утеплителем толщиной 100 мм. Крыша блок-контейнера выполнена из профильной трубы в виде рамы с поперечным усилением. Сверху крыша по периметру обварена герметичным швом стальным профильным листом толщиной 1,5 мм. Вертикальные стойки силового каркаса и дверной проём выполнены профильной трубой. Пролёты между стойками закрыты стальным профильным листом толщиной 1,5 мм. Профильный лист приварен герметичным швом к основанию, вертикальным стойкам и крыше по всему периметру, образуя стены блок-контейнера. Для установки навесного оборудования на стенах, к силовому каркасу приварены закладные элементы. Крыша снизу и стены с внутренней стороны обшиты стальным профильным листом с полимерным покрытием. Внутренний объём крыши и стен заполнен негорючим минеральным утеплителем толщиной 50 мм. В противоположных торцевых стенах выполнены проёмы для принудительной вентиляции внутреннего объёма блок-контейнера.

Доступ в блок-контейнер для обслуживающего персонала обеспечен через входную дверь со стороны фасада. Дверь выполнена из стального листа и заполнена негорючим утеплителем. По периметру двери установлен уплотняющий резиновый профиль. Над дверью имеется влагоотбойный козырёк. Блок-контейнер разбит защитными панелями (съёмными и несъёмными) для размещения электрооборудования на отсеки и коридор обслуживания для персонала. Доступ к электрооборудованию в отсеках из коридора обслуживания осуществляется через съёмные защитные панели со смотровыми окнами.

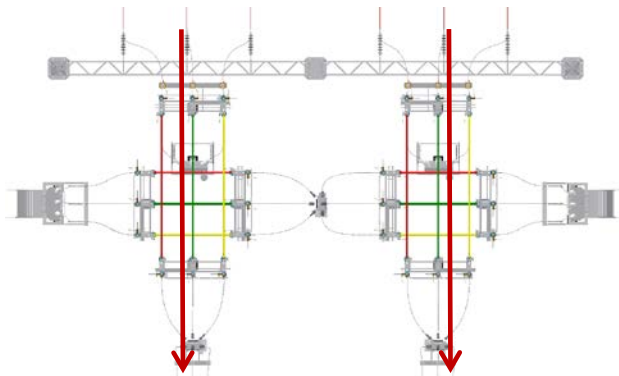
3.4.2. Принцип действия

3.4.2.1. ОРУ 35 кВ

3.4.2.1.1. Режимы работы

ОРУ 35 кВ предназначено для приёма электрической энергии и может быть выполнено по схеме 35-5АНА или 35-4Н. Схема 35-5АНА и 35-4Н отличаются наличием секционного реклоузера в схеме 35-5АНА и его отсутствием в схеме 35-4Н. Наличие секционного реклоузера позволяет производить переключения (секционирование – разделение секций и соединение секций – сборных шин 35 кВ) без отключения нагрузки.

Схема ОРУ 35 кВ позволяет принимать и распределять электрическую энергию в нормальном и аварийном режимах. Схемы нормального и аварийного режимов работы показаны на **рис. 3.12 – рис. 3.14**.



Направление передачи мощности

Рис. 3.12. Нормальный режим работы (раздельная работа секций, питание от двух цепей)

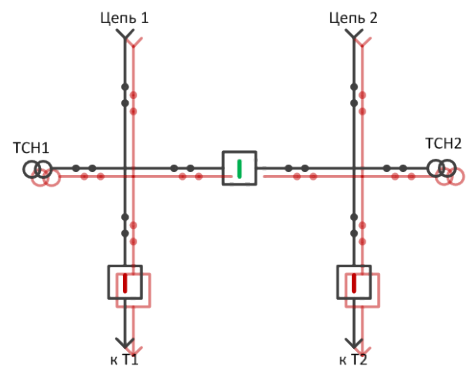
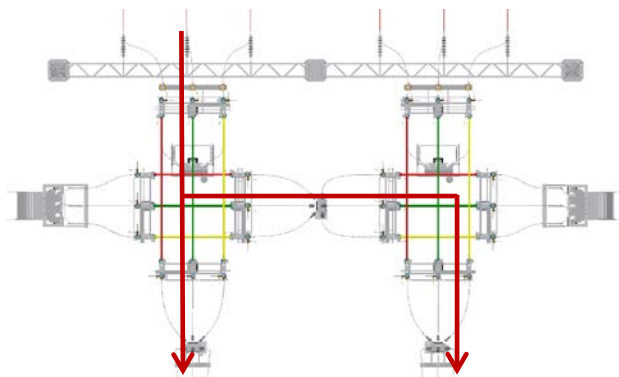


Схема (участки, находящиеся под напряжением)



Направление передачи мощности

Рис. 3.13. Аварийный режим работы (параллельная работа секций, питание от одной цепи)

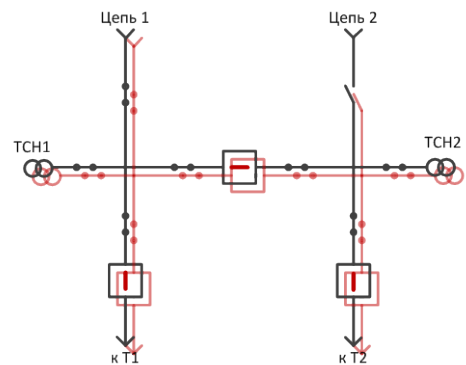
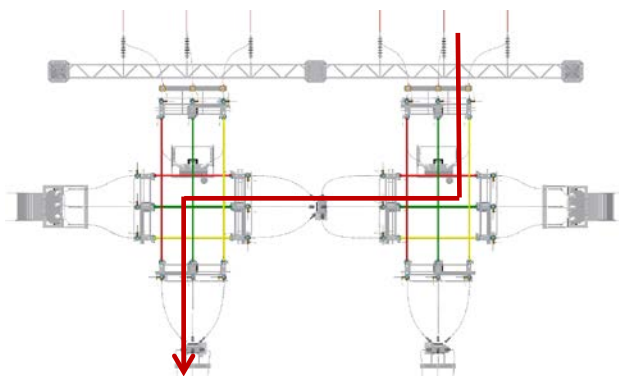


Схема (участки, находящиеся под напряжением)



Направление передачи мощности

Рис. 3.14. Аварийный режим работы (параллельная работа секций, питание от одной цепи, Т2 выведен из работы)

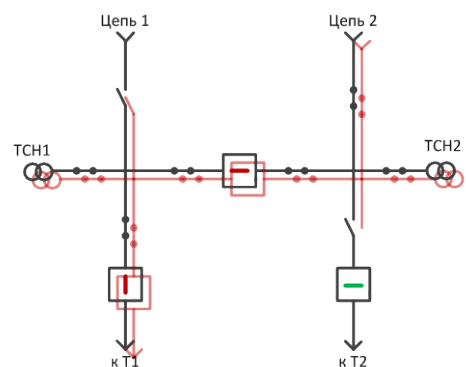
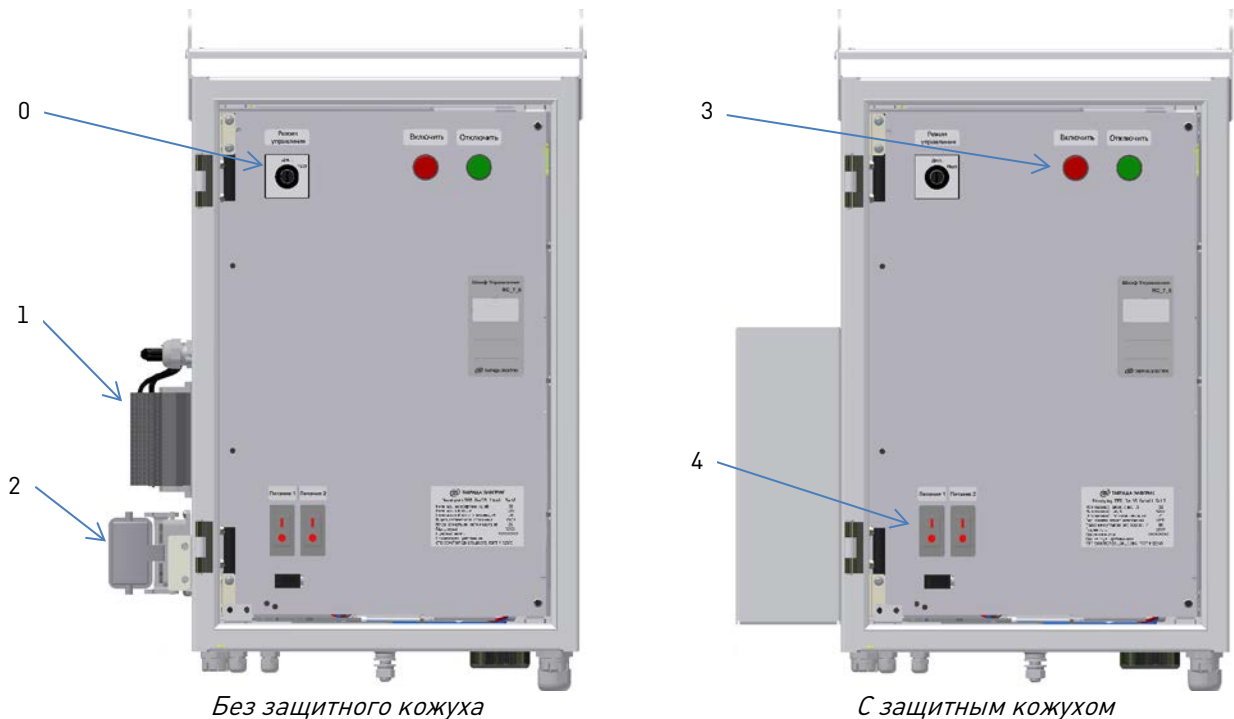


Схема (участки, находящиеся под напряжением)

3.4.2.1.2. Оперативное включение и отключение

Оперативное управление реклоузером с ОРУ 35 кВ возможно только из шкафа управления. Общий вид шкафа управления с условно открытой внешней дверцей показан на **рис. 3.15**.



Без защитного кожуха

С защитным кожухом

Рис. 3.15. Общий вид шкафа управления реклоузера 35 кВ

- 0 – переключатель режима управления Местный/Дистанционный (с ключом);
- 1 – колодка зажимов, на которую выведены цепи МДВВ и оперативного питания;
- 2 – разъём Harting для подключения цепей управления, сигнализации и измерения коммутационного модуля реклоузера;
- 3 – кнопки управления реклоузером **Включить/Отключить**;
- 4 – выключатели оперативного питания.

Особенности оперативных переключений см. в «Руководстве по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7».

Разъединители и заземлители 35 кВ могут управляться только с ОРУ 35 кВ и имеют только местный режим управления – ручные приводы.

3.4.2.2. ЗРУ 10(6) кВ

ЗРУ 6 кВ предназначено для распределения электрической энергии между потребителями и выполняется по схеме 10(6)-1 (см. **рис. 3.16**). ЗРУ 10(6) кВ рассчитано на подключение до двадцати отходящих линий 10(6) кВ (до десяти отходящих линий 10(6) кВ на каждую секцию).

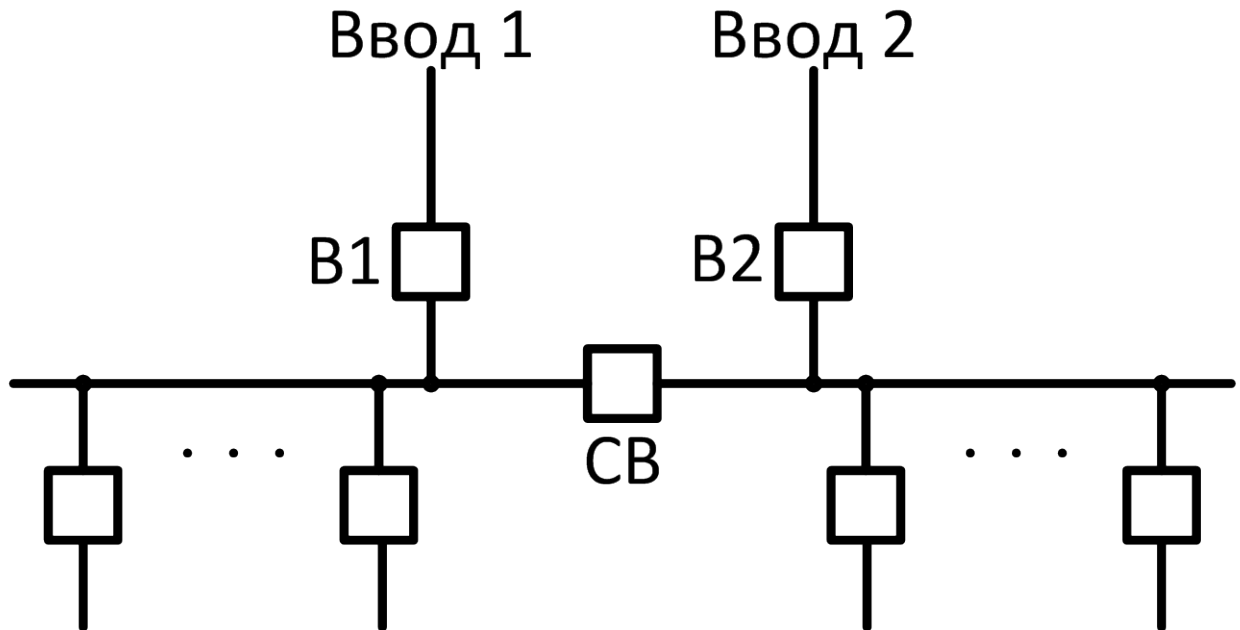


Рис. 3.16. Схема главных цепей ЗРУ 10(6)-1 (одна секционированная выключателем система шин)

Общий вид модульного здания ЗРУ 10(6) кВ показан на **рис. 3.17.**

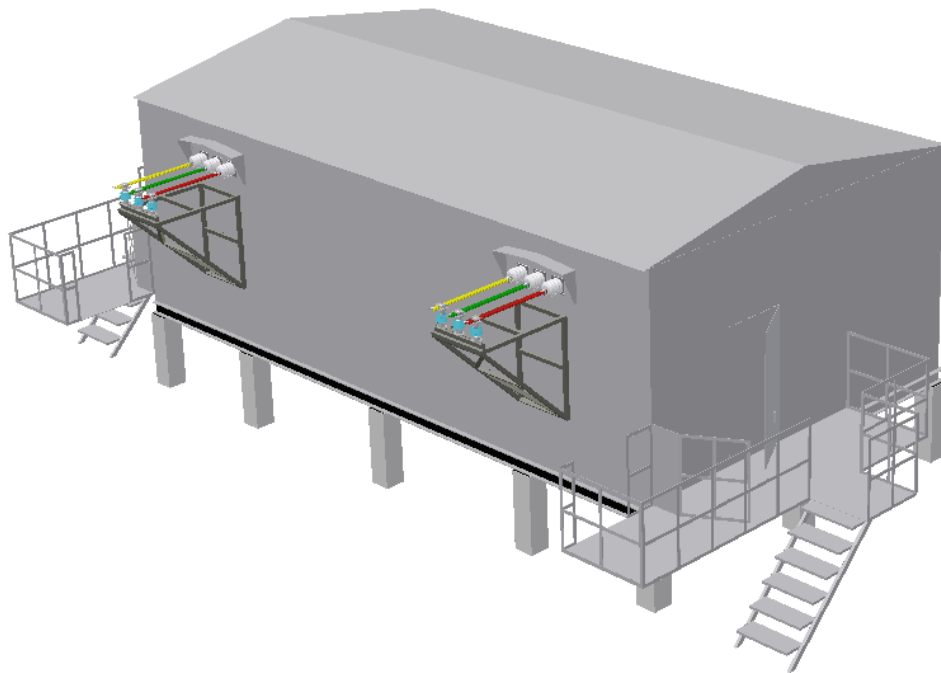


Рис. 3.17. Модульное здание ЗРУ 10(6) кВ

Модульное здание может поставляться как с двускатной крышей, так и с односкатной крышей. Наружные площадки с лестницами и перилами, а также кронштейны изоляторов являются неотъемлемой частью модульного здания, их размеры и конфигурация могут изменяться под требования Заказчика.

Помимо шкафов КРУ 10(6) кВ в ЗРУ 10(6) кВ установлены шкафы защит и управления 35 кВ (см. **рис. 3.18**). На панелях шкафов управления и защит 35 кВ расположены панели

MMI реклоузеров SMART35 и указатели положения главных контактов разъединителей и заземлителей 35 кВ. Посредством панелей MMI реализуется дистанционное управление реклоузерами SMART35 из ЗРУ 10(6) кВ. Панели MMI соединены со шкафом управления реклоузера оптоволоконной линией.

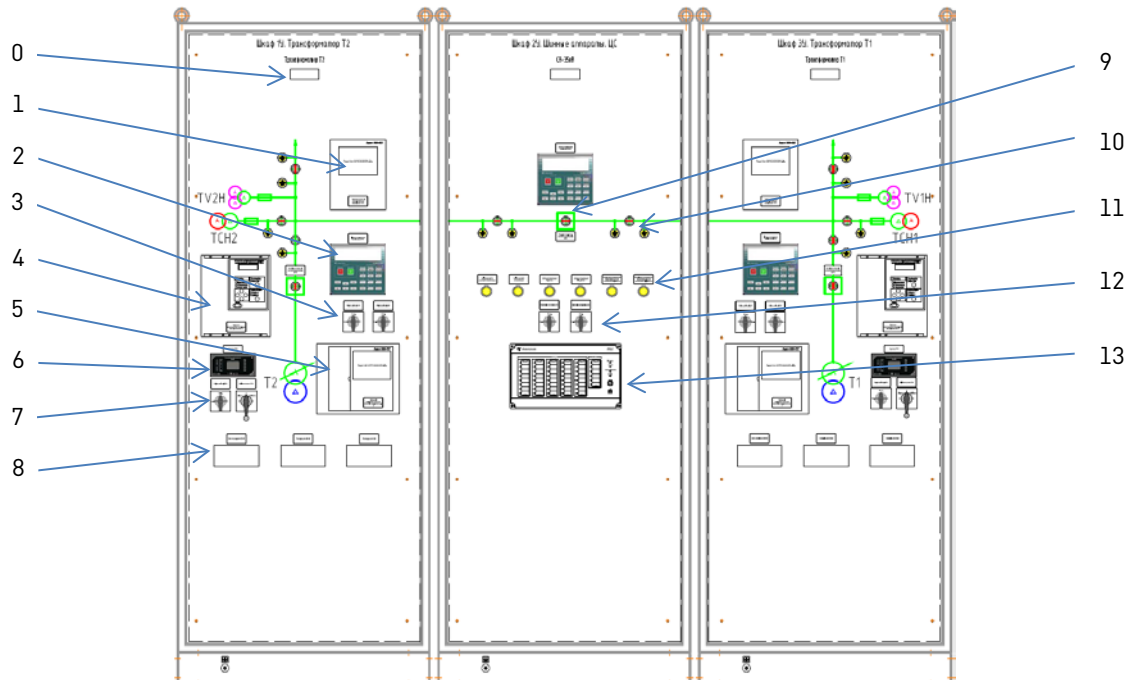


Рис. 3.18. Внешний вид шкафов управления и защит 35 кВ (схема ОРУ 35-5АНА)

- 0** – световое табло неисправности и срабатывания защит для оперативной оценки ситуации «с порога»;
- 1** – терминал напряжения Seram B22 (или аналог);
- 2** – панель управления (MMI) реклоузера 35 кВ;
- 3** – переключатели режима работы ГЗТ и ДЗТ;
- 4** – терминал регулирования напряжения силового трансформатора (управляет РПН);
- 5** – терминал дифференциальной защиты силового трансформатора Seram T87 (или аналог);
- 6** – указатель положения (ступени) РПН;
- 7** – переключатели режима работы РПН и выбора ступени РПН;
- 8** – блоки испытательные цепей трансформаторов тока 10(6) кВ и 35 кВ и трансформатора напряжения 35 кВ;
- 9** – световой указатель положения главных контактов реклоузера 35 кВ;
- 10** – указатели положения главных и заземляющих ножей разъединителя 35 кВ;
- 11** – кнопки съёма и опробования световой и звуковой сигнализации;
- 12** – переключатели ввода/вывода звуковой и световой сигнализации;
- 13** – блок центральной сигнализации БМЦС-40 (или аналог).

Примечание: на **рис. 3.18** внешний вид шкафов управления и защит 35 кВ показан условно. Окончательный внешний вид и содержимое шкафов определяются проектом.

Особенности оперативных переключений см. в «Руководстве по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7».

3.4.2.3. УКРМ 10(6) кВ

УКРМ 10(6) кВ предназначено для сокращения потерь мощности, рационального использования заявленных параметров силового оборудования и поддержания напряжения в заданных пределах. Мощность конденсаторных батарей, которые необходимо подключить, определяется мощностью нагрузки и её коэффициентом мощности. В качестве рекомендации для определения мощности УКРМ 10(6) кВ можно воспользоваться **таблицей 3.2**. Для определения точной мощности УКРМ 10(6) кВ необходимо производить расчёты на этапе проектирования по стандартным методикам или рекомендациям заводов-производителей УКРМ 10(6) кВ.

Таблица 3.2. Выбор мощности УКРМ 10(6) кВ (справочно)

№	Мощность силовых трансформаторов, кВА	Желаемый $\cos\phi$, о. е.	Мощность УКРМ 10(6) кВ, кВАр
1	2x2500	0,95-0,99	2x750
2	2x3200	0,95-0,99	2x900
3	2x4000	0,95-0,99	2x1200
4	2x6300	0,95-0,99	2x1800
5	2x10000	0,95-0,99	2x2700
6	2x16000	0,95-0,99	2x4500

Примечание: указаны мощности УКРМ 10(6) кВ из стандартного ряда производителей.

3.5. Маркировка и пломбирование

3.5.1. Маркировка

Информация о маркировке оборудования (компонент) подстанции приведена в «Руководстве по эксплуатации» на соответствующий компонент (оборудование) подстанции.

3.5.2. Пломбирование

Разъединители, заземлители, ограничители перенапряжений, опорная и подвесная изоляция не пломбируются. Информация о расположении пломб на остальном оборудовании (компонентах) подстанции приведена в «Руководстве по эксплуатации» на соответствующий компонент (оборудование) подстанции.

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

4.1. Интерфейсы управления

Управление режимами подстанции осуществляется путём изменения положения главных контактов реклоузеров SMART35 и выключателей 10(6) кВ. Изменение положения главных контактов разъединителей и заземлителей (10(6) кВ и 35 кВ) требуется только для снятия напряжения с обслуживаемых участков при проведении ремонтных и профилактических работ на участках которые потенциально могут оказаться под высоким напряжением.

4.1.1. Реклоузер SMART35

Реклоузеры SMART35 имеют интерфейсы местного и дистанционного управления, которые подробно описаны в «Руководстве по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7».

4.1.2. Разъединитель

Разъединители РГП оборудованы ручными приводами, которые подробно описаны в «Руководстве по эксплуатации РГП СЭЩ» или «Руководстве по эксплуатации РГП ЗЭТО» (определяется типом установленного разъединителя).

4.1.3. Шкафы КРУ 10(6) кВ

Шкафы КРУ по умолчанию имеют местное управление, однако, дополнительно могут быть оснащены телеуправлением. Интерфейсы управления подробно описаны в «Руководстве по эксплуатации КРУ «Классика» D-12PT» или «Руководстве по эксплуатации КРУ «Классика» D-12P» (определяется типом установленного КРУ).

4.2. Оперативные переключения

Оперативные переключения выполняются в соответствии с «Бланком оперативных переключений».

Оперативные переключения могут производиться посредством интерфейсов управления расположенных как на ОРУ 35 кВ непосредственно с места установки реклоузера или разъединителя, так и из ЗРУ 6(10) кВ следующим образом:

Элемент управления подстанции	Управление		
	Местное	Дистанционное	Телеуправление
Реклоузер SMART35	+	+ (с панели шкафа см. рис. 3.16)	+ (при наличии)
Разъединитель 35 кВ	+	-	-
Заземлитель разъединителя 35 кВ	+	-	-
Выключатель 10(6) кВ	+	-	+ (при наличии)
Выкатной (выдвижной) элемент шкафа КРУ 10(6) кВ	+	-	-
Заземлитель шкафа КРУ 10(6) кВ	+	-	-

Пример последовательности выполнения операций при выполнении отдельных видов переключений на примере **рис. 4.1**.

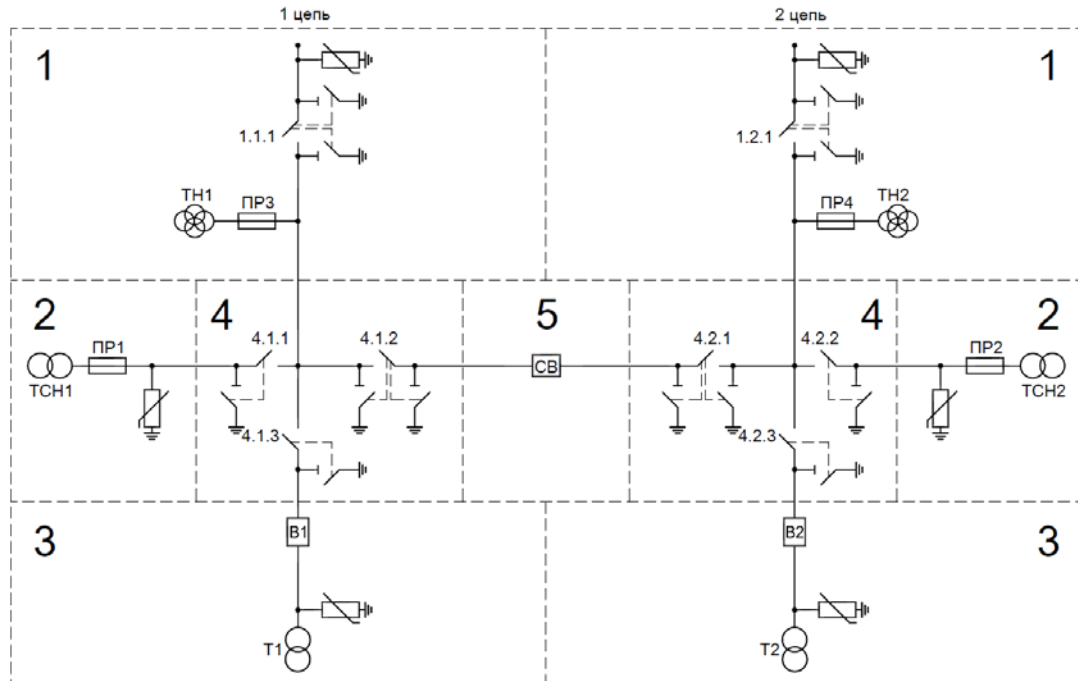


Рис. 4.1. Схема двухтрансформаторной подстанции с ОРУ 35 кВ по схеме 35-5АНА (сторона 10(6) кВ условно не показана)

Для изменения режима работы ОРУ 35 кВ или выделения отдельной зоны для обслуживания необходимо выполнить последовательные переключения реклоузерами и разъединителями (нормальный режим работы: выключатель СВ отключён, разъединители 4.1.2 и 4.2.1 включены). Описание действий для первой цепи (схема 35-5АНА):

1.1. Зона 1, подготовка рабочего места.

- 1.1.1. Отключить выключатель В1.
- 1.1.2. Отключить выключатель со стороны НН ТСН1.
- 1.1.3. Снять напряжение с 1 цепи.
- 1.1.4. Отключить разъединитель 1.1.1.
- 1.1.5. Отключить разъединители 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3.
- 1.1.6. Проверить отсутствие напряжения на отключённых участках.
- 1.1.7. Включить заземлители 1.1.1.
- 1.1.8. Установить переносное заземление на 1 цепь.
- 1.1.9. Включить заземлитель 4.1.2 со стороны сборных шин.
- 1.1.10. Производить работы в зоне 1.

1.2. Зона 1, ввод в работу.

- 1.2.1. Прекратить работы в зоне 1.
- 1.2.2. Снять переносное заземление с 1 цепи.
- 1.2.3. Отключить заземлители 1.1.1.
- 1.2.4. Отключить заземлитель 4.1.2 со стороны сборных шин.
- 1.2.5. Включить разъединитель 1.1.1.
- 1.2.6. Включить разъединители 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3.
- 1.2.7. Подать напряжение на 1 цепь.
- 1.2.8. Включить выключатель со стороны НН ТСН1.
- 1.2.9. Включить выключатель В1.

1.2. Зона 2, подготовка рабочего места.

- 1.2.1. Отключить выключатель со стороны НН ТСН1.
- 1.2.2. Отключить разъединитель 4.1.1.
- 1.2.3. Проверить отсутствие напряжения на отключённых участках.
- 1.2.4. Включить заземлитель 4.1.1.

- 1.2.5. Включить заземлитель на стороне НН ТСН1.
- 1.2.6. Установить переносное заземление на ошиновку ТСН1 со стороны ВН.
- 1.2.7. Производить работы в зоне 2.

2.2. Зона 2, ввод в работу.

- 2.2.1. Прекратить работы в зоне 2.
- 2.2.2. Отключить заземлитель на стороне НН ТСН1.
- 2.2.3. Снять переносное заземление с ошиновки ТСН1 со стороны ВН.
- 2.2.4. Отключить заземлитель 4.1.1.
- 2.2.5. Включить разъединитель 4.1.1.
- 2.2.6. Включить выключатель со стороны НН ТСН1.

1.1. Зона 3, подготовка рабочего места.

- 1.1.1. Отключить выключатель В1.
- 1.1.2. Отключить разъединитель 4.1.3.
- 1.1.3. Проверить отсутствие напряжения на отключённых участках.
- 1.1.4. Включить заземлитель 4.1.3.
- 1.1.5. Включить заземлитель на стороне НН Т1.
- 1.1.6. Установить переносное заземление на ошиновку Т1 стороны ВН.
- 1.1.7. Производить работы в зоне 3.

1.2. Зона 3, ввод в работу.

- 1.2.1. Прекратить работы в зоне 3.
- 1.2.2. Отключить заземлитель на стороне НН Т1.
- 1.2.3. Снять переносное заземление с ошиновки Т1 со стороны ВН.
- 1.2.4. Отключить заземлитель 4.1.3.
- 1.2.5. Включить разъединитель 4.1.3.
- 1.2.6. Включить выключатель В1.

4.1. Зона 4, подготовка рабочего места.

- 4.1.1. Отключить выключатель В1.
- 4.1.2. Отключить выключатель со стороны НН ТСН1.
- 4.1.3. Отключить разъединитель 1.1.1.
- 4.1.4. Проверить отсутствие напряжения на отключённых участках.
- 4.1.5. Включить заземлитель 1.1.1 со стороны нагрузки.
- 4.1.6. Отключить разъединители 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3 и 4.2.1.
- 4.1.7. Включить заземлители 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3 и 4.2.1 со стороны 1 цепи.
- 4.1.8. Производить работы в зоне 4.

4.2. Зона 4, ввод в работу.

- 4.2.1. Прекратить работы в зоне 4.
- 4.2.2. Отключить заземлители 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3 и 4.2.1 со стороны 1 цепи.
- 4.2.3. Включить разъединители 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3 и 4.2.1.
- 4.2.4. Отключить заземлитель 1.1.1 со стороны нагрузки.
- 4.2.5. Включить разъединитель 1.1.1.
- 4.2.6. Включить выключатель со стороны НН ТСН1.
- 4.2.7. Включить выключатель В1.

5.1. Зона 5, подготовка рабочего места.

- 5.1.1. Убедиться, что секционирующий выключатель отключён.
- 5.1.2. Отключить разъединители 4.1.2 и 4.2.1.
- 5.1.3. Проверить отсутствие напряжения на отключённых участках.
- 5.1.4. Включить заземлители 4.1.2 и 4.2.1 со стороны СВ.
- 5.1.5. Производить работы в зоне 5.

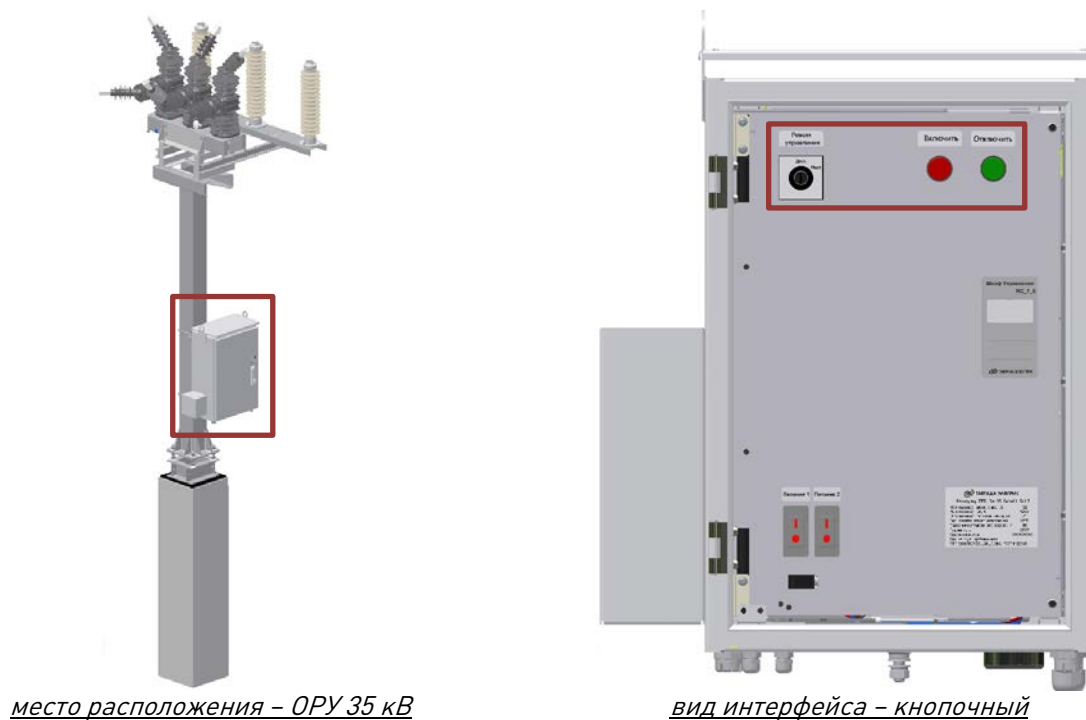
5.2. Зона 5, ввод в работу.

- 5.2.1. Прекратить работы в зоне 5.
- 5.2.2. Отключить заземлители 4.1.2 и 4.2.1.
- 5.2.3. Включить разъединители 4.1.2 и 4.2.1.

4.2.1. Оперативные переключения ОРУ 35 кВ

Управление режимами ОРУ 35 кВ осуществляется путём изменения положения главных контактов реклоузеров, разъединителей и заземлителей. Изменение положения главных контактов реклоузеров, разъединителей и заземлителей осуществляется посредством следующих интерфейсов управления: местный, дистанционный и телеуправление (если на подстанции имеется АСУТП).

Интерфейсы управления реклоузера и место их расположения (см. **рис. 4.2**, **рис. 4.4**):



место расположения – ОРУ 35 кВ

вид интерфейса – кнопочный

Рис. 4.2. Местный интерфейс (режим) управления реклоузера

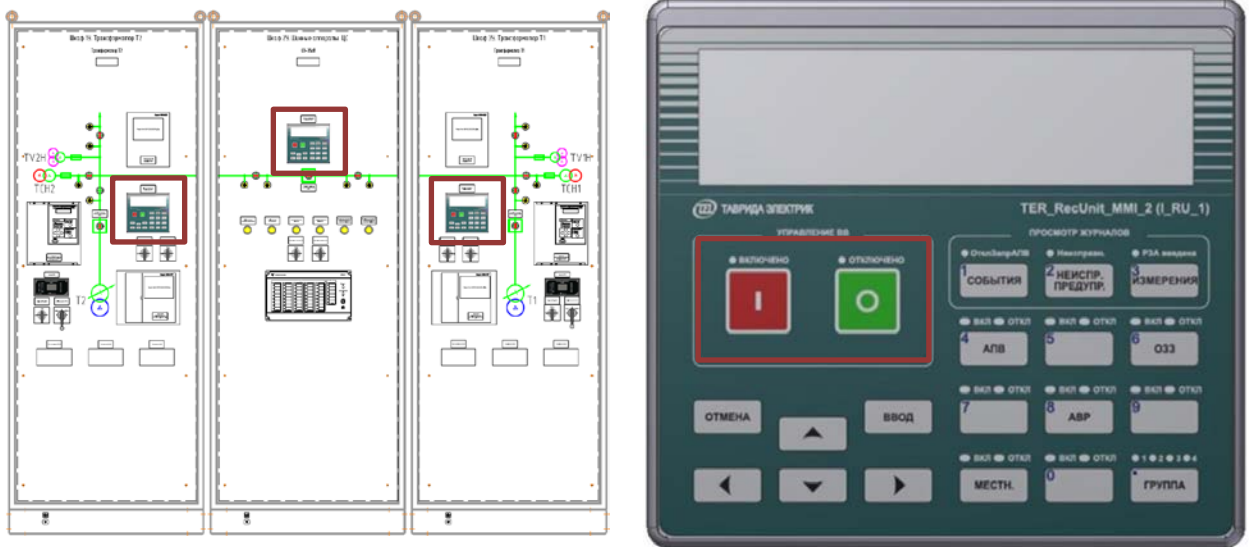
Поле подачи команды управления, положение главных контактов необходимо проверить по указателям положения главных контактов (см. **рис. 4.3**).



указатели положения на боковой части привода

указатели положения на нижней части привода

Рис. 4.3. Расположение указателей положения главных контактов

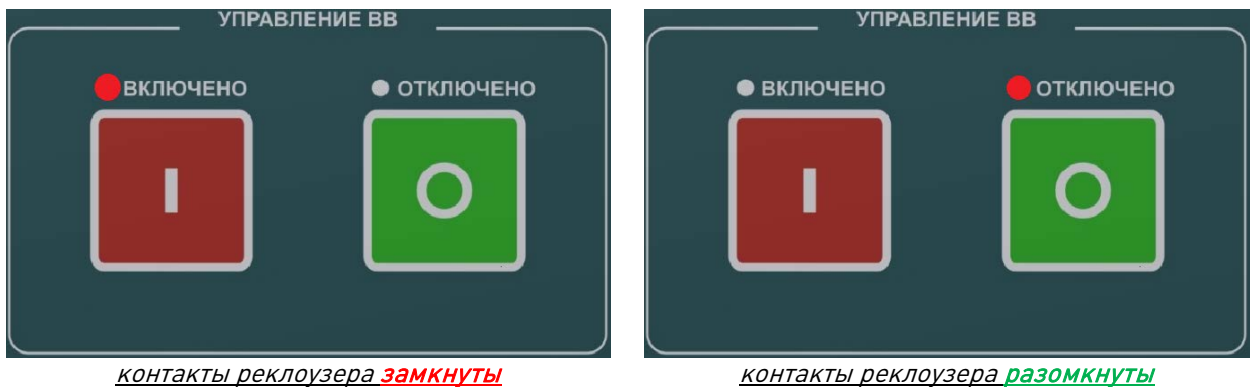


место расположения – ЗРУ 10(6) кВ

вид интерфейса – кнопочный

Рис. 4.4. Дистанционный интерфейс (режим) управления реклоузера

Поле подачи команды управления, положение главных контактов необходимо проверить по световым индикаторам положения главных контактов (см. **рис. 4.5**).



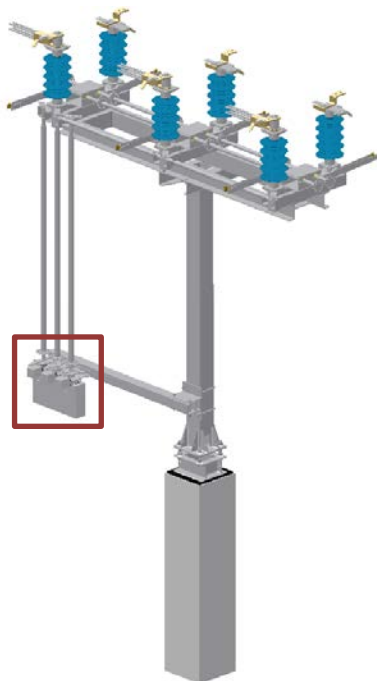
*контакты реклоузера **замкнуты***

*контакты реклоузера **разомкнуты***

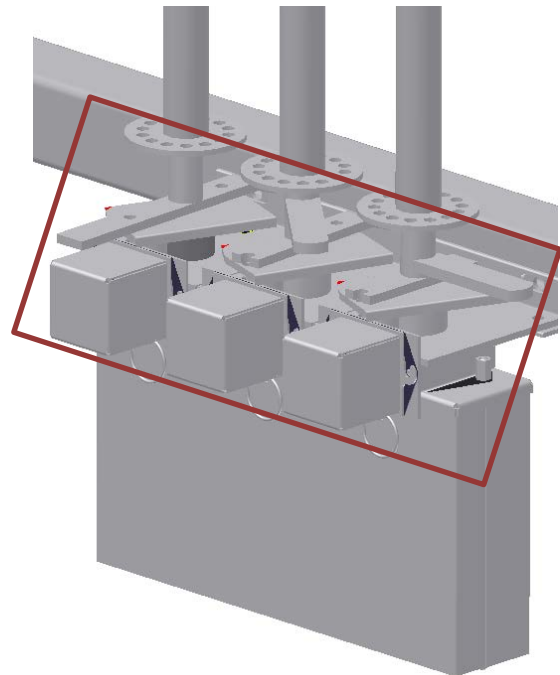
Рис. 4.5. Световые индикаторы положения главных контактов реклоузера на панели MMI

Более подробно интерфейсы управления реклоузера описаны в «Руководстве по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7».

Разъединители и заземлители имеют только местный интерфейс (режим) управления (см. **рис. 4.6**):



место расположения – ОРУ 35 кВ



вид интерфейса – рычажный

Рис. 4.6. Местный интерфейс (режим) управления разъединителя и заземлителя

После выполнения операции, включённое или отключённое состояние разъединителя или заземлителя определяется визуально по положению главных контактов разъединителя или заземлителя. Главные контакты (ножи) разъединителя и заземлителя запрещается оставлять в промежуточном положении, т.е. главные контакты (ножи) должны всегда находиться в крайнем положении «Отключено» или в крайнем положении «Включено».

Более подробно интерфейсы управления разъединителя и заземлителя описаны в «Руководстве по эксплуатации РГП СЭЩ» или «Руководстве по эксплуатации РГП ЗЭТО» (определяется типом установленного разъединителя).

4.2.2. Оперативные переключения силового трансформатора 35/10(6) кВ

На подстанции могут быть установлены трансформаторы с РПН или с ПБВ. В зависимости от установленного переключателя РПН или ПБВ, трансформатор имеет следующие режимы управления:

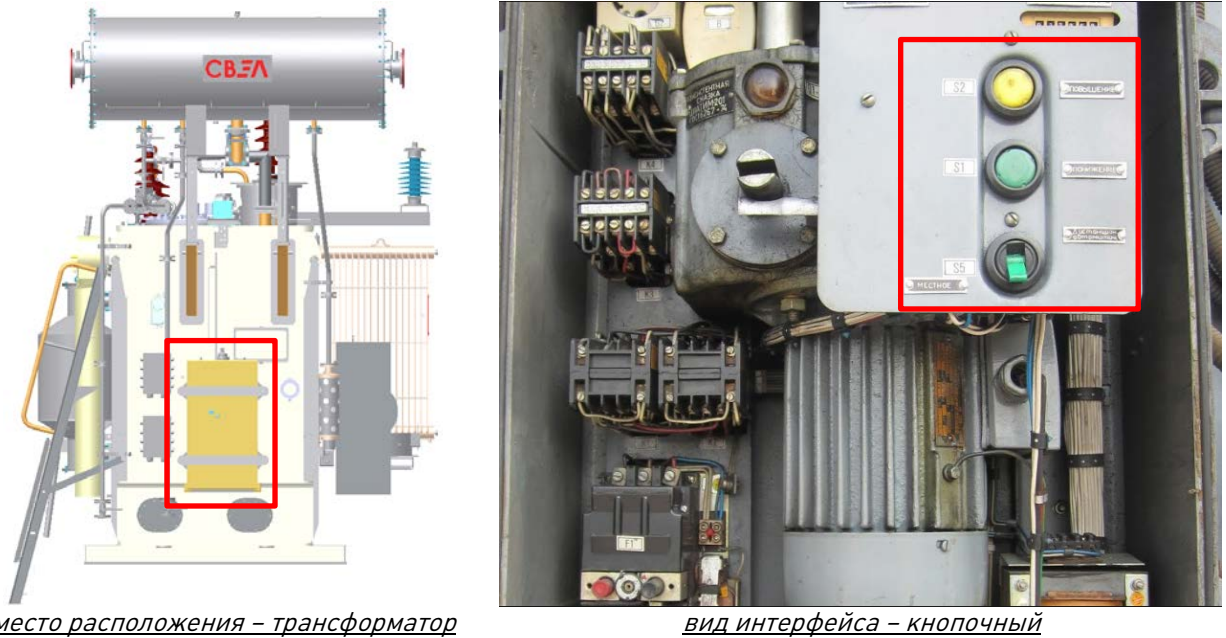
- трансформатор с ПБВ: только местный режим управления;
- трансформатор с РПН: местный, дистанционный и автоматический режимы управления.

У трансформаторов оснащённых ПБВ, изменение коэффициента трансформации осуществляется при полном отсутствии напряжения на всех обмотках трансформатора. Устройство ПБВ силового трансформатора выполняется с ручным приводом, выполненным в виде рукоятки, выведенной, как правило, на крышку трансформатора. Трансформаторы, оснащённые ПБВ, имеют только местное (ручное) управление.

Силовые трансформаторы оснащённые РПН, имеют, как правило, ручное (местное) управление расположенное непосредственно на трансформаторе, дистанционное и автоматическое расположенные в ЗРУ 10(6) кВ. РПН, как правило, устанавливается на стороне ВН трансформатора. Для работы РПН в автоматическом режиме применяется автоматический регулятор напряжения, который на основании информации полученной от трансформатора напряжения 10(6) кВ и трансформатора тока 35 кВ выполняет поддержание заданного значения напряжения на сборных шинах 10(6) кВ.

Превышение номинального напряжения приводит к сокращению срока службы потребителей электроэнергии, уменьшение – снижает производительность и экономичность работы электродвигателей, пропускную способность линий электропередачи, может нарушить устойчивость работы синхронных и асинхронных двигателей.

Интерфейсы управления РПН силового трансформатора показаны на **рис. 4.7**.

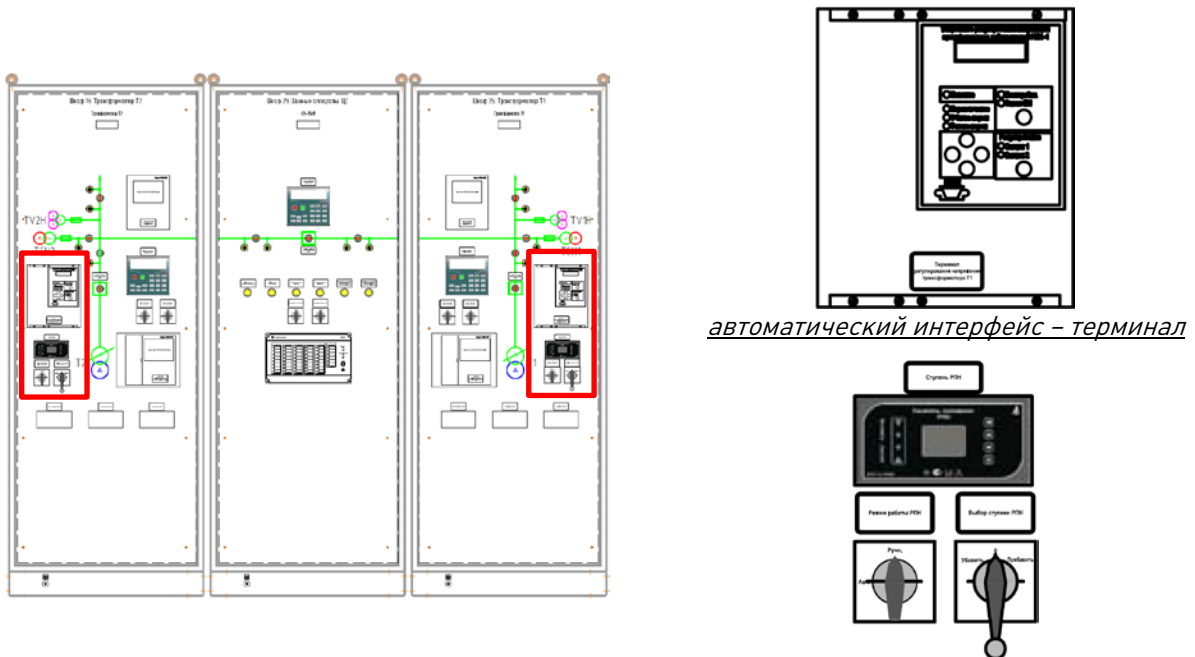


место расположения – трансформатор

вид интерфейса – кнопочный

Рис. 4.7. Местный интерфейс (режим) управления РПН трансформатора

Интерфейсы автоматического и дистанционного режимов управления РПН трансформатора находятся в ЗРУ 10(6) кВ на панели шкафа защиты и управления 35 кВ (см. **рис. 4.8**).



место расположения – ЗРУ 10(6) кВ

дистанционный интерфейс – ключевой

Рис. 4.8. Автоматический и дистанционный интерфейсы (режим) управления РПН трансформатора

Более подробно интерфейсы управления силового трансформатора описаны в «Руководстве по эксплуатации силового трансформатора».

4.2.3. Оперативные переключения КРУ 10(6) кВ

Шкафы КРУ 10(6) кВ установлены в ЗРУ 10(6) кВ. Управление установленными в шкафы КРУ 10(6) кВ выключателями, разъединителями и заземлителями осуществляется в местном режиме управления (с фасада шкафа). Если подстанция оснащается, например АСУТП, то выключатели, опционально, могут быть подключены к телеуправлению.

Расположение и интерфейс местного управления показаны на **рис. 4.9**.



место расположения – фасад КРУ 10(6) кВ



вид интерфейса – кнопочный

Рис. 4.7. Местный интерфейс (режим) управления выключателя установленного в КРУ 10(6) кВ

Более подробно интерфейсы управления шкафов КРУ 10(6) кВ описаны в «Руководстве по эксплуатации D-12P» или «Руководстве по эксплуатации D-12PT» (определяется типом установленных шкафов КРУ).

4.3. Изменение настроек

Настройки реклоузера SMART35 описаны в «Руководстве по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7». Для настройки терминалов микропроцессорных защит установленных в шкафах КРУ 10(6) кВ и в шкафах управления и защит 35 кВ читайте «Руководство по эксплуатации» на терминал защит.

4.4. Работа с журналами

Работа с журналами реклоузера SMART35 описана в «Руководстве по эксплуатации TER_Rec35_Smart1_Sub7». Работа с журналами терминалов микропроцессорных защит установленных в шкафах КРУ 10(6) кВ и в шкафах управления и защит 35 кВ подробно описана в «Руководстве по эксплуатации» на терминал защит.

4.5. Возможные неисправности и способ их устранения

О возможных неисправностях оборудования (компонент) подстанции и способах их устранения читайте в «Руководстве по эксплуатации» на неисправное оборудование (компонент) подстанции.

5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

5.1. Сервисные операции с главными цепями

Компоненты подстанции, такие как реклоузер SMART35, ОПН-ПК-35, ОПН/TEL-10(6), выключатели ВВ/TEL-10 не требуют проведения сервисных операций с главными цепями на протяжении всего срока службы. Периодичность и объём сервисных операций с главными цепями определяется нормативно-технической документацией, действующей в эксплуатирующей организации.

Необходимость проведения сервисных операций с главными цепями остального оборудования (компонент) подстанции определяется «Руководством по эксплуатации» на конкретное оборудование (компонент) подстанции.

5.2. Сервисные операции с вторичными цепями

Компоненты подстанции, такие как реклоузер SMART35, ОПН-ПК, ОПН/TEL-10(6), выключатели ВВ/TEL-10 не требуют проведения сервисных операций с вторичными цепями на протяжении всего срока службы. Периодичность и объём сервисных операций с вторичными цепями определяется нормативно-технической документацией, действующей в эксплуатирующей организации.

Необходимость проведения сервисных операций с вторичными цепями остального оборудования (компонент) подстанции определяется «Руководством по эксплуатации» на конкретное оборудование (компонент) подстанции.

5.3. Проверки

Компоненты подстанции, такие как реклоузер SMART35, ОПН-ПК-35, ОПН/TEL-10(6), выключатели ВВ/TEL-10 не требуют проведения проверок на протяжении всего срока службы. Периодичность и объём проверок определяется нормативно-технической документацией, действующей в эксплуатирующей организации.

Необходимость проведения проверок остального оборудования (компонент) подстанции определяется «Руководством по эксплуатации» на конкретное оборудование (компонент) подстанции.

5.4. Замена оборудования

Замена оборудования выполняется в соответствии с рекомендациями «Руководства по эксплуатации» на отказавшее оборудование (компонент) подстанции.

6. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

Компоненты подстанции, такие как реклоузер SMART35, ОПН-РК, ОПН/TEL-10(6), выключатели ВВ/TEL-10 не требуют проведения текущих и капитальных ремонтов.

Необходимость и периодичность текущих и капитальных ремонтов для остального оборудования (компонент) подстанции определяется «Руководством по эксплуатации» на конкретное оборудование (компонент) подстанции.

7. ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ЗАМЕНА ОТКАЗАВШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

7.1. Гарантийные обязательства

Гарантийные обязательства сохраняются при соблюдении требований «Руководства по эксплуатации» на оборудование (компонент) подстанции.

Гарантийный срок хранения и эксплуатации указан в паспорте на оборудование (компонент) подстанции.

7.2. Замена отказавшего оборудования

Замена отказавшего оборудования выполняется в соответствии с рекомендациями «Руководства по эксплуатации» на отказавшее оборудование (компонент) подстанции.

8. УТИЛИЗАЦИЯ

Утилизация электротехнических изделий производится в соответствии с ГОСТ Р 55102.

Оборудование (компоненты) подстанции не представляют опасности для окружающей среды и здоровья людей.

Всё оборудование (компоненты) подстанции после окончания срока службы должны быть утилизированы. Перед утилизацией целесообразно всё оборудование (компоненты) подстанции разобрать, материалы разделить по группам (черные металлы, цветные металлы, пластмассы, керамика). Перед утилизацией маслonaполненного оборудования (компонент) подстанции, масло необходимо слить и отправить на регенерацию.

Утилизацию следует производить в соответствии с региональным законодательством и рекомендациями завода-изготовителя.

**Разработано
и сделано в России**

tavrida.com

01.2018