

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220/10 кВ

Выпускная квалификационная работа бакалавра
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)

Идентификационный код ВКР: 633

Екатеринбург 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра электрооборудования и энергоснабжения

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭС
_____ А.О. Прокубовская
« ____ » _____ 2017 г.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220/10 кВ

Выпускная квалификационная работа бакалавра
направление подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)
профиль подготовки «Энергетика»
профилизация «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и
энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 633

Исполнитель:

студент(ка) группы ЗЭС-412С _____ И.Г. Рахимов

Руководитель:

главный инженер проекта

ООО «ПФ Тяжпромэлектропривод» _____ В.П. Чудновский

Нормоконтролер:

ст. преподаватель кафедры ЭС _____ Т.В. Лискова

Екатеринбург 2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 67 страницах, содержит 6 рисунков, 17 таблиц, 20 источников литературы, а также 4 приложения на 4 страницах.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ, СХЕМЫ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

Объектом исследования является подстанция 220/10 кВ.

Предметом исследования является электрооборудования подстанции 220/10 кВ.

Целью выпускной квалификационной работы является модернизация подстанции 220/10кВ.

В процессе работы была рассмотрена конструкция и схема подстанции, принцип его действия. Проводились расчеты и модернизации оборудования подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ.....	10
1.1 Выбор структурной схемы подстанции.....	10
1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов	11
1.3 Определение числа линий	13
1.3.1 Определение числа линий на воздушных линиях высокого.....	13
напряжения 220кВ.....	13
1.3.2 Определение числа линий на кабельных линиях	14
напряжения 10кВ.....	14
1.4 Выбор схемы распределительных устройств подстанции	15
1.4.1 На стороне напряжения 220кВ.....	15
1.4.2 На стороне напряжения 10кВ	17
1.5 Техничко-экономический расчет	17
1.5.1 Определение капитальных затрат.....	18
1.5.2 Определение ежегодных эксплуатационных расходов	18
1.6 Схема собственных нужд подстанции.....	19
1.7 Расчет токов короткого замыкания.....	21
1.7.1 Расчет токов короткого замыкания К1 (шины 220кВ)	22
1.7.2 Расчет токов короткого замыкания К2 (шины 10кВ)	23
1.7.3 Расчет токов короткого замыкания точки К3 (шины 10кВ).....	24
1.8 Выбор выключателей и разъединителей	24
1.8.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 220кВ.....	25
1.8.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 10кВ.....	25

1.9	Выбор измерительных трансформаторов.....	26
1.9.1	Выбор трансформаторов тока.....	26
1.9.2	Выбор трансформаторов тока распределительного устройства 220 кВ.....	27
1.9.3	Выбор трансформаторов напряжения	28
1.10	Выбор токоведущих частей.....	30
1.11	Выбор и описание конструкций распределительных устройств.....	34
1.11.1.	Требования к конструкциям открытог распределительного устройства.....	34
1.11.2	Конструкция распределительного устройства 220кВ.....	34
1.11.3	Конструкция распределительного устройства 10кВ	35
1.12	Расчет релейной защиты трансформатора собственных нужд.....	36
1.12.1	Токовая отсечка	36
1.12.2	Токовая защита нулевой последовательности от короткого замыкания на землю на стороне 0,4кВ.....	36
1.12.3	Расчет токовой отсечки	37
1.12.4	Максимальная токовая защита на стороне 10кВ	37
1.12.5	Токовая защита нулевой последовательности	38
1.13	Расчет защитного заземления.....	39
1.14	Техника безопасности при ремонте трансформаторов.....	42
1.15	Экономические показатели подстанции.....	46
2.	РАЗРАБОТКА ИНСТРУКЦИЯ ПО МОНТАЖУ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ	52
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	62
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	64

ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	67

ВВЕДЕНИЕ

В Рязанской области понятие «электроэнергетика» начало существовать с возникновением централизованных источников электрической и тепловой энергии. До 1913 года на территории Рязанской губернии централизованных источников энергии не было. В 1913 году на средства губернской управы была построена электростанция постоянного тока, мощность которой к 1924 году составляла 500 кВт. Эта электростанция просуществовала до 1935 года и была демонтирована после подключения г. Рязани к энергосистеме «Мосэнерго» с полным переводом абонентов на переменный ток.

Установленная мощность трансформаторов более 5313 мВт, длина линий электропередач более 36 тыс. км. Основной вид топлива для Дягилевской ТЭЦ - газ/мазут. Кроме того на территории области действуют 3 электростанции: Ново-Рязанская ТЭЦ, установленной мощностью 400 мВт, (топливо - мазут и сезонные избытки природного газа), Рязанская ГРЭС установленной мощностью 2800 мВт, (4 блока по 300 мВт, 2 блока по 800 мВт, топливо - первые 4 блока низкосортные угли, 2 блока- газ/мазут), ГРЭС-24 установленной мощностью 300 мВт.(основной вид топлива - газ). Таким образом, Рязанская область является одной из основных генерирующих областей центра России.

Производство электроэнергии неразрывно связано с ее реализацией. Потребители области получают электроэнергию через 7 подстанций 500 и 220 кВ (Михайлов-500, Ямская, Сасово, Парская, Новомичуринск, Заречная, Глебово и Павелецкая). Сельские районы обеспечиваются электроэнергией от распределительных сетей 10-6-0,4 кВ от электросетевых предприятий ОАО «Рязань-энерго».

Основными производителями тепловой энергии в области являются Ново-Рязанская ТЭЦ (тепловая мощность по бойлерным и водогрейным котлам составляет 1092 Гкал./час, по выхлопам турбин - 650 Гкал./час) и Дягилевская ТЭЦ (тепловая мощность 396 Гкал./час). Помимо них выработку тепла произ-

водит ряд промышленных предприятий г. Рязани и области и отопительные котельные.

Распределение баланса котельно-печного топлива для топливопотребляющих установок Рязанской области следующее: газ - около 70%, мазут - около 11%, уголь - около 18%, прочие виды топлива - около 1%.

Рязанская область потребляет лишь 40% производимой ею электроэнергии, что позволяет в сочетании с нефтеперерабатывающим заводом мощностью 16 млн. тонн перерабатываемой нефти в год, проходящими по территории области четырьмя магистральными газопроводами, подземными газохранилищами обеспечить развитие энергоемких производств.

Объектом исследования является подстанция 220/10 кВ.

Предметом исследования является электрооборудования подстанции 220/10 кВ.

Целью выпускной квалификационной работы является модернизация подстанции 220/10кВ.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- выбрать структурные схемы проектируемой ПС;
- выбор числа и мощности трансформаторов;
- определить числа линий;
- выбрать схемы подстанции РУ ВН, НН;
- произвести технико-экономический расчет;
- выбрать схемы собственных нужд и трансформаторы собственных нужд;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- выбрать выключатели и разъединители;
- выбрать измерительные трансформаторы;
- выбрать токоведущие части;
- выбрать и описать конструкций распределительных устройств;
- рассчитать релейной защиты трансформатора ТСЗ 250;

- рассчитать заземляющего устройства ОРУ 220 кВ;
- рассчитать технико-экономические показатели.

В процессе работы была рассмотрена конструкция и схема подстанции, принцип его действия. Проводились расчеты и модернизации оборудования подстанции.

1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Выбор структурной схемы подстанции

Для питания заданной нагрузки с шин напряжения 10 кВ (РУ НН) согласно правилу устройства электроустановок (ПУЭ), устанавливают обычно два трехобмоточных трансформатора. Эти трансформаторы должны иметь регулирование напряжения трансформатора (РПН). Мощность трансформатора выбирается максимальной, чтобы при отключении одного трансформатора, второй обеспечивал питание нагрузки и был бы перегружен не более допустимых пределов [2], должно выполняться условие:

$$S_{расч} \geq 0,7 \cdot S_{max}, \quad (1)$$

где $S_{расч}$ - максимальная мощность передаваемая через трансформатор, МВА;

S_{max} - максимальная расчетная мощность, МВА.

Структурная схема подстанции показано на рисунке 1.

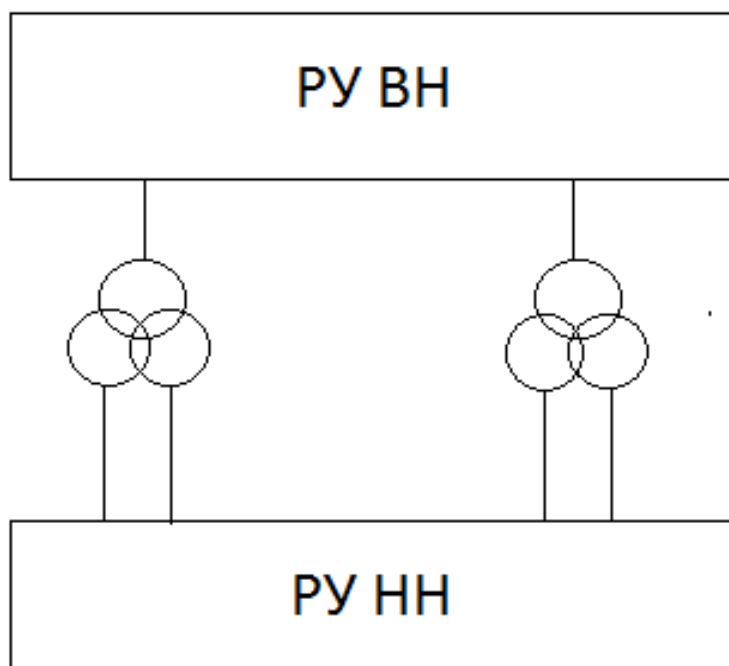


Рисунок 1 – Структурная схема подстанции

1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираются по следующим условиям:

$$U_{н.вн} \geq U_{уст}, \quad (2)$$

$$S_{н.т} \geq S_{рас}, \quad (3)$$

где $U_{н.вн}$ - номинальное напряжение высокой стороны трансформатора, кВ;

$U_{н,вн}$ - номинальное напряжение низкой стороны трансформатора, кВ;

$S_{н.т}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{уст}$ - напряжение на шинах распределительного устройства, кВ;

$S_{расч}$ - расчетная мощность передаваемая через трансформатор, МВА.

Расчетная мощность определяется по формуле МВА:

$$S_{расч.} \geq 0,7 \cdot S_{max},$$

где $S_{расч}$ - расчетная мощность;

S_{max} - максимальная мощность передаваемая через трансформатор, МВА.

Максимальная мощность определяется по формуле:

$$S_{max} = S_{max\ нн}, \quad (4)$$

где $S_{max\ нн}$ - максимальная мощность на низком напряжении, МВА.

Максимальная мощность на соответствующем напряжении определяется по формуле:

$$S_{max\ нн} = P_{max\ нн} / \cos \varphi, \quad (5)$$

где $P_{max\ нн}$ - активная мощность на низком напряжении, МВА;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности.

Проверка выбранного трансформатора по перегрузке производится по формуле:

$$\frac{S_{max}}{S_{нт}} \leq 1,4, \quad (6)$$

$$Q_n = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_n, \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \sqrt{\frac{1 - \cos \varphi}{\cos \varphi}}, \quad (8)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \sqrt{\frac{1-(0,87)^2}{0,87}} = 0,56,$$

$$Q_H = 0,56 \cdot 60 = 33,6 \approx 34,$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{60^2 + 33,6^2} = 70,$$

$$S_{\text{мп}} = 0,7 \cdot 70 = 49.$$

Выбираем два трансформатора с расщеплённой обмоткой высокого напряжения ТРДЦН - 63000/220 (Т - трехфазный; Р - обмотка низшего напряжения расщеплена на две; ДЦ - с принудительной циркуляцией масла и воздуха; Н - с регулированием напряжения под нагрузкой), как показано на рисунке 2.

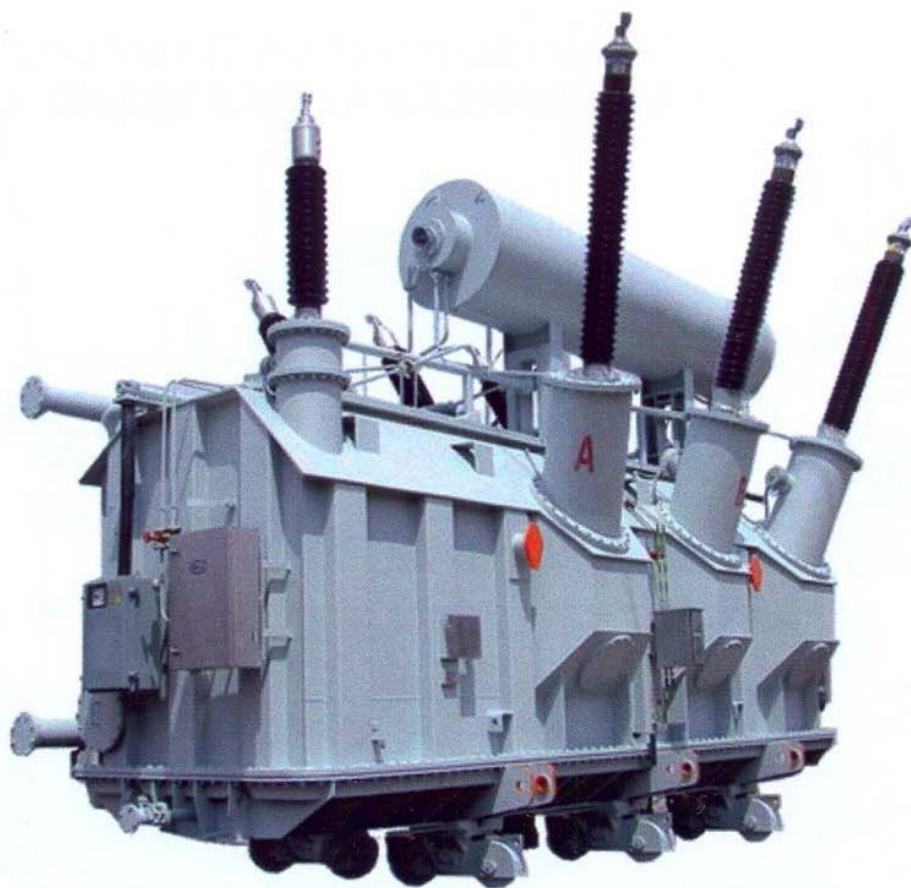


Рисунок 2 – Внешний вид трансформатора типа ТРДЦН - 63000/220

Выбранный трансформатор проверяем на допустимую перегрузку при отключении одного трансформатора, %.

$$\frac{S_{max}}{S_{шт}} \leq 1,4,$$

$$\frac{69}{63} \times 100 = 109,5 \leq 140.$$

Таблица 1 – Паспортные данные трансформаторов

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	Напряжение обмотки, кВ		Каталожные данные				Расчетные данные		
		ВН	НН	U _к , %	ΔP _к	ΔP _х	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , к вар
ТРДЦН-63000/220	63	230	11/11	12	300	82	0,8			
ТРДЦН-63000/220	63	230	11/11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504

1.3 Определение числа линий

1.3.1 Определение числа линий на воздушных линиях высокого напряжения 220кВ

Проектируемая подстанция связана с системой по четырем воздушным линиям.

Таблица 2 – Характеристики нагрузок потребителей, питающихся с шин подстанции

Напряжение, кВ	Нагрузка		Коэффициент мощности, cos φ	T _{max} , Часов
	P _{max} , мВт	P _{min} , мВт		
220/10	310	0,7 P _{max10}	0,87	6800

Число линий для связи с энергосистемой определяется по формуле:

$$n = \frac{P_{\max 110} + P_{\max 10}}{P_{1л}}, \quad (9)$$

где $P_{\max 220}$ – активная мощность высокого напряжения,

$P_{\max 10}$ – активная мощность низкого напряжения,

$P_{1л}$ – пропускная способность одной воздушной линии.

$$n = \frac{250 + 60}{100} = 3,1 \approx 4 \text{ л.}$$

Принимается число линий равное четырем $n_{220} = 4$.

1.3.2 Определение числа линий на кабельных линиях напряжения 10кВ

Расчет числа линий на стороне 10кВ производится по экономической плотности тока. Максимальный расчетный ток продолжительного режима I_{\max} , А, определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{10 + P_{\max 10}}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi}, \quad (10)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{10 + 60}{\sqrt{3} * 10,5 * 0,87} = 3797 \text{ А} = 3,8 \text{ кА.}$$

Суммарное экономическое сечение провода $F_{э}, \text{мм}^2$, определяется по формуле:

$$F_{э} = \frac{I_{\max}}{\partial_{э}}, \quad (11)$$

где $\partial_{э}$ - экономическая плотность тока выбирается по Л.Д.Рожковой (стр.233),

$$\partial_{э} = 1,2 \text{ А/мм}^2.$$

$$F_{э} = \frac{3796}{1,2} = 3164 \text{ мм}^2.$$

Питание потребителей на низком напряжении осуществляется по кабелям с алюминиевыми жилами, с бумажной пропитанной, маслоканифольной и нестекающими массами изоляций свинцовой оболочки, с сечением токопроводящих жил 185 мм^2 .

Число линий n определяется по формуле:

$$n = \frac{F_{\Sigma}}{F_{\text{эл.л}}}, \quad (12)$$

где $F_{\text{эл.л}}$ - экономическое сечение одной линии, выбирается по ПУЭ (стр.33),

$$F_{\text{эл.л}} = 150 \text{ мм}^2.$$

$$n = \frac{3164}{150} = 21,01 = 22 \text{ л.}$$

Принимаем число линий равное двадцати двум.

Выбираем кабели ААШВ. Максимальный продолжительный ток одной линии $I_{\text{макс.л}}$, А, определяется по формуле:

$$I_{\text{макс.л}} = \frac{I_{\text{расч}}}{n-1}, \quad (13)$$

$$I_{\text{макс.л}} = \frac{3797}{22-1} = 181 \text{ А.}$$

Выбранный кабель проверяется по длительно допустимому току, по условию:

$$I_{\text{д.доп.}} > I_{\text{макс.л}}. \quad (14)$$

где $I_{\text{д.доп.}}$ - длительно допустимый ток берется по ПУЭ (стр.33), А.

Проверка:

$$I_{\text{доп}} = 210 > I_{\text{расч}10} = 181.$$

1.4 Выбор схемы распределительных устройств подстанции

1.4.1 На стороне напряжения 220кВ

Согласно норме технологического проектирования (НТП) на стороне 220кВ при большом количестве присоединений (6 присоединений) на повышенном напряжении применяется схема с одиночной секционированной системой шин с фиксированным присоединением элементов. При напряжении 220кВ, длительность ремонта выключателей вырастает, и становится недопустимым, отключать цепь на все время ремонта. Одним из важных требований к

схемам на стороне высокого напряжения, является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с обходной системой шин. В нормальном режиме обходная система шин находится без напряжения, разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены.

Схема РУ 220кВ состоит из одной рабочей, секционированного выключателя, и обходной системы шин (Рисунок 3).

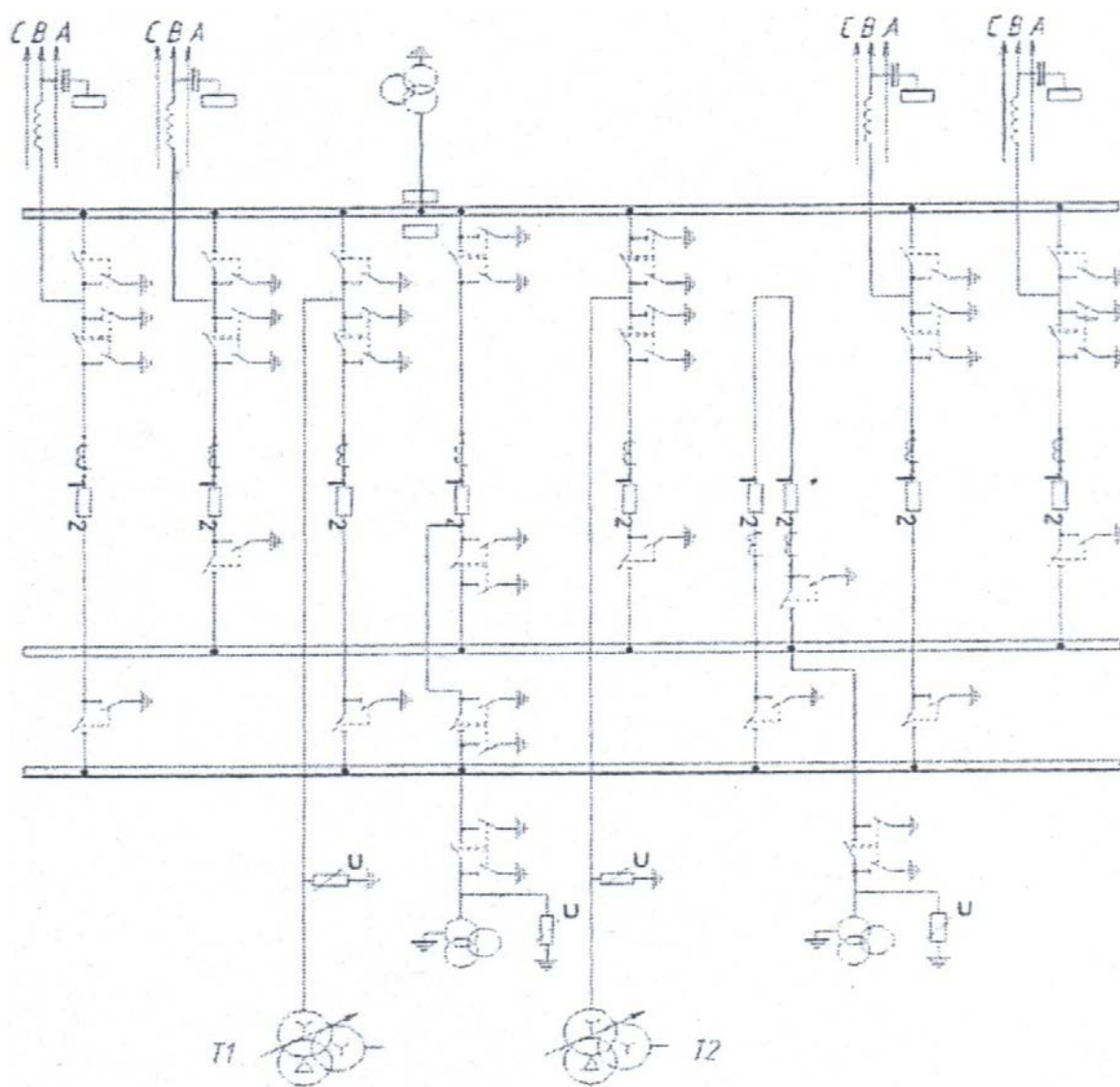


Рисунок 3 - Схема распределительного устройства 220кВ

1.4.2 На стороне напряжения 10кВ

Согласно НТП на стороне НН применяется схема, с двумя одиночными секционированными выключателями и системой шин (рисунок 4).

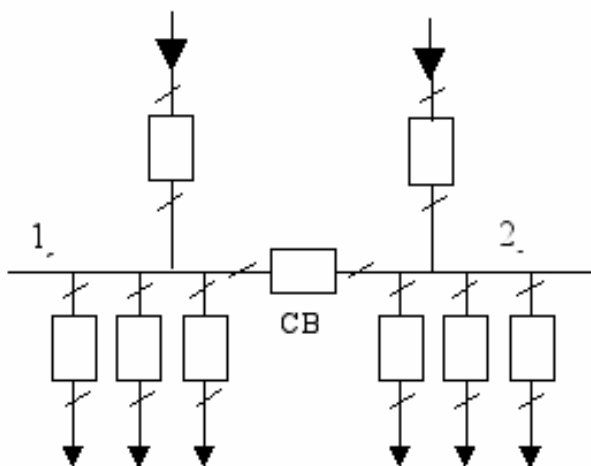


Рисунок 4 - Схема распределительного устройства 10кВ

Трансформаторы работают отдельно. Секционный выключатель нормально отключен. Для данного выключателя установлена автоматика автоматическое включение резерва (АВР).

1.5 Техничко-экономический расчет

Техничко-экономический расчет выполняется по методу приведенных расчетных затрат,

$$Z = C \cdot P_n \cdot K, \quad (15)$$

где Z – расчетные затраты, тыс.руб.;

C – ежегодные эксплуатационные расходы; тыс.руб.;

K – ежегодные капитальные затраты на сооружение ПС, тыс.руб.;

$P_n=0,12$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, тыс.руб.

1.5.1 Определение капитальных затрат

Капитальные затраты определяются по стоимости отдельных элементов схемы подстанции.

Расчетные стоимости трансформаторов [3].

Стоимость ячеек РУ разного напряжения [3].

Данные расчетов капитальных затрат сводим в таблицу 3:

Таблица 3 – Данные расчетов капитальных затрат

Наименование и тип оборудования	Стоимость единицы, тыс.руб.	Кол-во шт.	Суммарная Стоимость, тыс.руб
ТРДЦН 63000/220	193 · 50	2	19300
ОРУ -220 кВ	85 · 50	8	34000
ОРУ-10 кВ	3 · 50	32	4800
Итого	-	-	58100

1.5.2 Определение ежегодных эксплуатационных расходов

Ежегодные эксплуатационные расходы C вычисляются по формуле:

$$C=C1+C2+C3, \quad (16)$$

где $C1$ - стоимость потерянной электроэнергии в трансформаторах кВт·ч.,

$C2$ - отчисления на амортизацию. тыс.руб.,

$C3$ - отчисления на текущий ремонт и содержание эксплуатационного персонала. тыс.руб.

$$C1 = \beta \cdot \Delta W_{год} \cdot 10, \quad (17)$$

где $\beta = 0,8 \text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$,

$$\Delta W_{год} = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k (S1_{max}/S_n) \cdot \tau, \quad (18)$$

где T - число часов максимальных потерь,

$$\tau = 5900,$$

$$t_{max} = 6800,$$

$$T=8160,$$

$$\Delta W_{\text{год}} = 29 \cdot 8160 + 300 \cdot (35/63) \cdot 5800 \text{ ч} = 1200120 \text{ тыс.руб.},$$

$$C1 = 0,80 \cdot 1200120 \cdot 10 = 960,1 \text{ тыс.руб.},$$

$$C2 + C3 = 8,6\% \cdot K = (8,6 \cdot 58100) / 100 = 4996,6 \text{ тыс.руб.},$$

$$C = 960,1 + 4996,6 = 5956,7 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z = 5956,7 + 0,12 \cdot 58100 = 12928,7 \text{ тыс.руб.}$$

1.6 Схема собственных нужд подстанции

На ПС с количеством выключателей три и более применяется постоянный оперативный ток (рисунок 5).

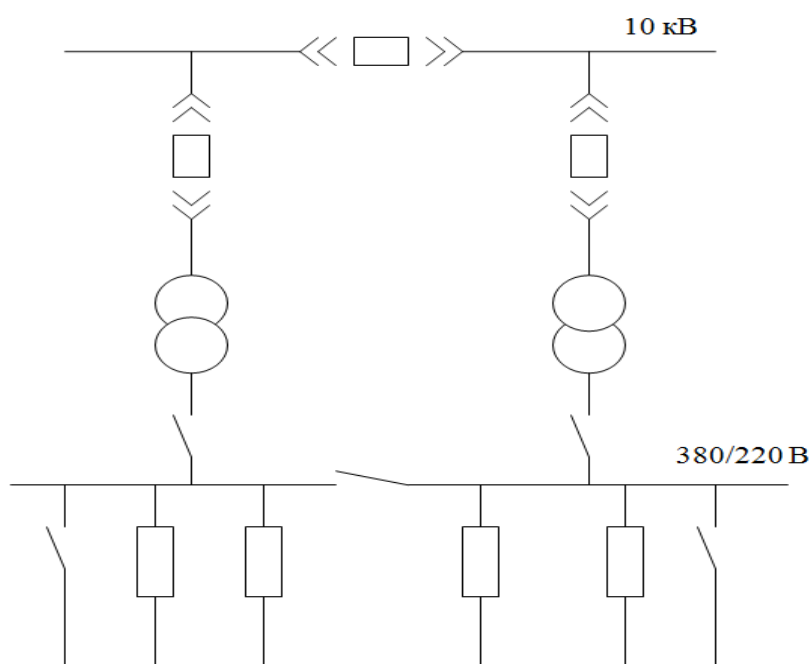


Рисунок 5 – Схема собственных нужд подстанции

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузки в период ремонтных работ на ПС [5].

В учебном проектировании можно по данным в таблице 4 определить основные нагрузки собственных нужд ПС Руст, кВт. Приняв для двигателей нагрузки $\cos \varphi = 0,85$ определяют $Q_{уст}$.

Таблица 4 – Данные для вычисления основной нагрузки собственных нужд ПС Руст, кВт

Наименование приёмников	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт, кол-во	Всего, кВт.			Руст. кВт	Qуст. кВт
Охлаждение Трансформаторов ТРДЦН-63000/220	2 · 29,6	59,2	0,87	0,56	59,2	33,2
Подогрев выключателей 220кВ	8 · 3,6	28,8	1	0	28,8	-
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	100	100	1	0	100	-
Подогрев шкафов КРУН 10кВ	28 · 1	28	1	0	26	-
Освещение ОРУ 220кВ	8	8	1	0	8	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВЗП	23 · 2	46	1	0	46	-
Подогрев приводов разъединителей	23 · 0,6	13,8	1	0	13,8	-
ИТОГО	-	-	-	-	281,8	33,2

Расчетная мощность вычисляется по формуле:

$$S_{расч} = K_c * P_{уст} + Q_{уст},$$

где K_c - коэффициент спроса, $K_c = 0,8$.

$$S_{расч} = 0,8 * 281,8 + 33,2 = 226,96 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора ТСЗ-250/15.

При отключении одного, второй будет перегружен, %:

$$226,96 / 250 = 0,9 \text{ т.е. на } 9 < 40.$$

1.7 Расчет токов короткого замыкания

На рисунке 6 показана схема, по которой рассчитываются токи короткого замыкания.

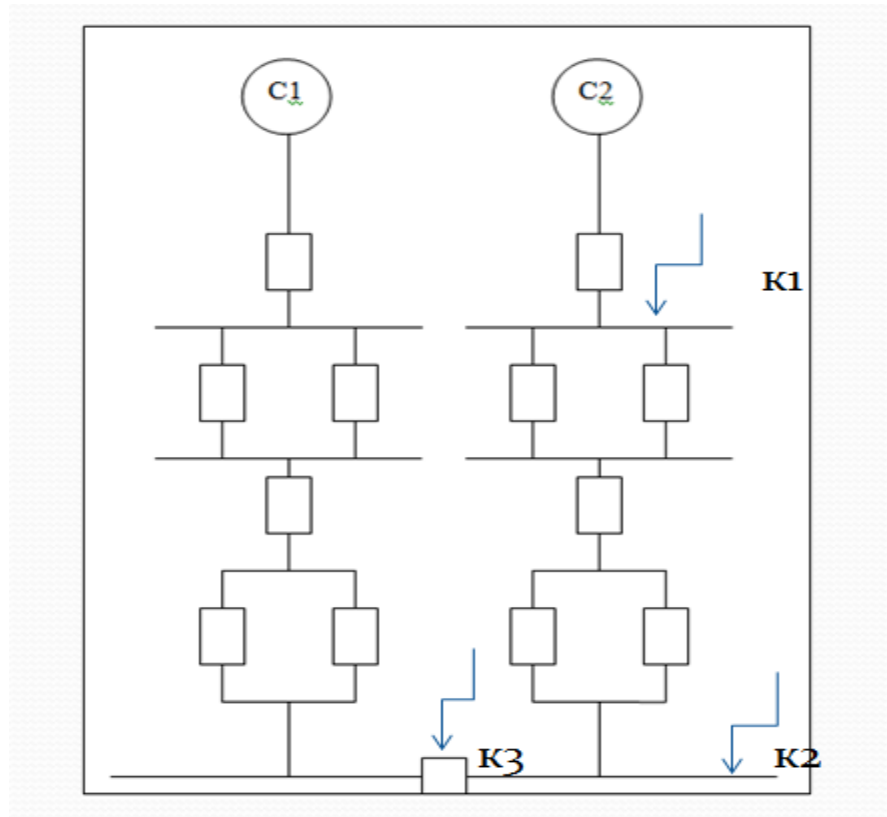


Рисунок 6 – Расчетная схема токов короткого замыкания

Расчет веду в относительных единицах, сопротивление привожу с $S_{\bar{б}}=1000$ МВА. По данным формулам вычисляем токи короткого замыкания:

$$X1 = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{no}} = \frac{1000}{2000} = 0,5;$$

$$X2 = X_{нс} * \frac{S_{\bar{б}}}{S_{нс}} = 1,7 * \frac{1000}{3000} = 0,561;$$

$$X3 = X4 = X_{уд} * l * \frac{S_{\bar{б}}}{U_{ср}} = 0,4 * 120 * \frac{1000}{230} = 0,9;$$

$$X5 = X6 = 0,4 * 137 * \frac{1000}{230} = 1,04;$$

$$Xm7 = Xm10 = 0,125 * U_{кВН} = 0,125 * 12 = 1,5\%;$$

$$X8 = X9 = X11 = X12 = 1,75 * U_{кВН} = 1,75 * 12 = 21\%;$$

$$X_{m7} = X_{m10} = \frac{X_m}{100} * \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{1,5}{100} * \frac{1000}{63} = 0,22$$

$$X_8 = X_9 = X_{11} = X_{12} = \frac{21}{100} * \frac{1000}{63} = 3,2.$$

1.7.1 Расчет токов короткого замыкания К1 (шины 220кВ)

Расчет токов короткого замыкания К1 (шины 220кВ), кА:

$$X_{13} = X_1 + X_3 = 0,5 + \frac{0,9}{2} = 0,95;$$

$$X_{14} = X_2 + X_4 = 0,56 + \frac{1,04}{2} = 1,08;$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{230 * \sqrt{3}} = \frac{1000}{230 * 1,73} = 2,5;$$

$$I_{noC1} = \frac{I_{\sigma}}{X_{рез}} = \frac{2,5}{0,95} = 2,6;$$

$$I_{noC2} = \frac{2,5}{1,08} = 2,3;$$

$$\sum I_{no} = I_{noC1} + I_{noC2} = 2,6 + 2,3 = 4,9;$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} * I_{noC1} * K_{y\partial} = 1,41 * 2,6 * 1,72 = 6,3;$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} * I_{noC2} * K_{y\partial} = 1,41 * 2,3 * 1,72 = 5,6;$$

$$\sum i_{y\partial} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2} = 6,3 + 5,6 = 11,9;$$

$$i_{at} = \sqrt{2} * I_{no} * e;$$

$$i_{at1} = \sqrt{2} * I_{noC1} * 0,24 = 1,14 * 2,6 * 0,24 = 0,88;$$

$$i_{at2} = 1,41 * 2,3 * 0,24 = 0,78;$$

$$\sum i_{at} = i_{at1} + i_{at2} = 0,88 + 0,78 = 1,66;$$

$$I_{nt} = I_{no},$$

где I_{nt} - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$I_{nt} = I_{no} = 4,9$ - для источников бесконечной мощности, т.е. системы.

1.7.2 Расчет токов короткого замыкания К2 (шины 10кВ)

Расчет токов короткого замыкания на стороне 10кВ. К2, кА:

$$X_{15} = X_7 + X_8 = 0,22 + 3,2 = 3,42;$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = X_{13} \parallel X_{14} = 0,95 * \frac{1,08}{0,95} + 1,08 = 0,5;$$

$$C_1 = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_{13}} = \frac{0,5}{0,95} = 0,53;$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_{14}} = \frac{0,5}{1,08} = 0,46;$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{ЭКВ}} + X_{15} = 0,5 + 3,42 = 3,92;$$

Проверка:

$$C_1 + C_2 = 0,53 + 0,46 = 0,99 = 1;$$

$$X_{16} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1} = \frac{3,92}{0,53} = 7,4;$$

$$X_{17} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2} = \frac{3,92}{0,46} = 8,5;$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{10,5 * \sqrt{3}} = \frac{1000}{10,5 * 1,73} = 55;$$

$$I_{noC1} = \frac{I_{\sigma}}{X_{\text{рез}}} = \frac{55}{7,4} = 7,5;$$

$$I_{noC2} = \frac{55}{8,5} = 6,5;$$

$$\sum I_{no} = I_{noC1} + I_{noC2} = 7,5 + 6,5 = 14;$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} * I_{noC1} * K_{y\partial} = 1,41 * 7,5 * 1,82 = 19;$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} * I_{noC2} * K_{y\partial} = 1,41 * 6,5 * 1,82 = 16,7;$$

$$\sum i_{y\partial} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2} = 19 + 16,7 = 35,7;$$

$$i_{at} = \sqrt{2} * I_{no} * e;$$

$$i_{at1} = \sqrt{2} * I_{noC1} * 0,32 = 1,41 * 7,5 * 0,32 = 3,3;$$

$$iat2 = 1,41 * 6,5 * 0,32 = 3;$$

$$\sum iat = iat1 + iat2 = 3,3 + 3 = 6,3;$$

$$Int = Ino.$$

1.7.3 Расчет токов короткого замыкания точки К3 (шины 10кВ)

Секционный выключатель нормально включен, кА.

$$X_{рез} = X_{экв} + X_{17} = 0,5 + 1,71 = 2,21;$$

$$Ino = \frac{I_b}{X_{рез}} = \frac{55}{2,2} = 24,9;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} * Ino * K_{уд} = 1,41 * 24,9 * 1,82 = 63,9;$$

$$iat1 = \sqrt{2} * Ino * e = 1,41 * 24,9 * 0,32 = 11,23.$$

Расчетные данные трех точек короткого замыкания приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные данные трех точек короткого замыкания

Наименование точки короткого замыкания	I п.о., А.	i уд., А.	i аТ., А.	I n.t., А.
К1(шины220кВ)	4,9	11,9	1,66	4,9
К2(шины10кВ)	14	35,7	6,3	14
К3(шины10кВ) секционный Выключатель нормально включен	24,9	63,9	11,23	24,9

1.8 Выбор выключателей и разъединителей

Оборудование в цепи трансформатора должно выбираться, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по номенклатуре завода-изготовителя мощности. При этом в цепях высокого напряжения всех трехобмоточных трансформаторов, выбор оборудования по номинальному току

трансформатора, установленного в перспективе с учетом допустимой нагрузки [15].

1.8.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 220кВ

В открытом распределительном устройстве (ОРУ) 220кВ должны устанавливаться элегазовые выключатели [15].

Определяем $I_{max T}$, $I_{ном T}$, А:

$$I_{max T} = \frac{1,4 * 80}{1,73 * 220} = 294 \text{ А};$$

$$I_{ном T} = \frac{80}{1,73 * 220} = 210 \text{ А}.$$

В таблице 6 приведены расчетные и каталожные данные.

Таблица 6 - Выбор электрических аппаратов на напряжение 220кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГТ-220	Разъединитель РГН-220
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{н.в.} = 220 \text{ кВ}$	$U_{н.р.} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 294 \text{ А}$	$I_{н.в.} = 3150 \text{ А}$	$I_{н.р.} = 2000 \text{ А}$
$I_{ном} = 210 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150$	-
$I_{н.о.} = 4,9 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 40 \text{ кА}$	-
$B_k = 8,2 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.дон.} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.дон.р.} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$
$i_{a,\tau} = 1,66 \text{ кА}$	-	-

1.8.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 10кВ

В комплектном распределительном устройстве (КРУ) 10кВ должны устанавливаться вакуумные выключатели на всех присоединениях одинаковые. [15]

$$I_{max \text{ T}} = \frac{1,4 * 80}{1,73 * 10,5} = 1210 \text{ A};$$

$$I_{ном \text{ T}} = \frac{80}{1,73 * 10,5} = 870 \text{ A}.$$

Таблица 7- Выбор электрических аппаратов на напряжение 10кВ

Расчетные данные	Выключатель ВБЭ-10	Разъединитель
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.в.} = 10 \text{ кВ}$	-
$I_{max} = 1210 \text{ A}$	$I_{н.в.} = 3150 \text{ A}$	-
$I_{ном} = 870 \text{ A}$	$I_{ном} = 3150$	-
$I_{н.о.} = 24,9 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 31,5 \text{ кА}$	-
$B_{к} = 74,9 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.доп.} = 2976,8 \text{ кА}^2 \text{ с}$	-
$i_{a,\tau} = 11,23 \text{ кА}$	-	-

Разъединители в данном случае не выбираются так как они входят в комплект КРУ.

1.9 Выбор измерительных трансформаторов

1.9.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности:

$$U_{н.ТА} \geq U_{уст};$$

$$I_{н.ТА} \geq I_{ном};$$

$$I_{н.ТА} \geq I_{max};$$

Трансформаторы тока проверяются:

– по электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_y;$$

– по термической стойкости:

$$B_{к,доп} \geq B_{к,расч.};$$

– по вторичной нагрузки:

$$Z_{2н} \geq Z_2;$$

где $Z_{2н}$ - номинальная допустимая нагрузка ТА в выбранном классе точности;

Z_2 - вторичная нагрузка ТА, Ом.

Вторичная нагрузка ТА определяется по формуле:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}};$$

$$r_2 = \frac{S_{\text{ТА}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{ТА}}$ - номинальная вторичная нагрузка ТА, Ом;

I_2 - вторичный ток ТА, А.

Сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$, Ом, определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность потребления приборами, ВА.

Сопротивление соединительных проводов $r_{\text{пр}}$, Ом, определяется по формуле:

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} + r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов выбирается по Л.Д. Рожковой (стр.374), Ом.

Сечение соединительных проводов S , мм², определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$.

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина проводов, берется по Л.Д. Рожковой (стр.375).

1.9.2 Выбор трансформаторов тока распределительного устройства 220 кВ

Трансформаторы тока не выбираются, так как они встроены вводы выключателя.

Трансформатор тока устанавливается с первичным током 2000 А.

$$TB-220 \quad z_2 = 1,2;$$

$$I_1 = 2000.$$

Таблица 8 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, ВА
Амперметр	Н-394	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик активный и реактивный	СЭТ-4ТМ.02	0,3
Итого	-	1,8

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{25} = 0,02,$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13,$$

$$S = \frac{0,0283 * 75 * 2}{1,13} = 3,76 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение $S=4 \text{ мм}^2$.

А на стороне 10кВ трансформатора устанавливается КРУ, поэтому ТА не выбирается т.к. они входят в комплект КРУ.

1.9.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения необходимо выбирать на шинах, причем в наиболее неблагоприятном режиме, когда одна из секций шин присоединения подключаются к оставшейся в работе системе шин.

Трансформаторы напряжения для РУ 220кВ выбирается по следующим условиям:

1) по напряжению установки

$$U_{н.тв} \geq U_{уст};$$

2) конструкции и схеме соединения обмоток;

3) классу точности;

4) вторичной нагрузки:

$$S_{2H} \geq S_2,$$

где S_{2H} - номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА,

S_2 - нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Выбирается трансформатор напряжения типа НКФ-220-58

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приводится в таблице 9.

Таблица 9 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы и наименования цели.	Тип прибора	Потребительская мощность, В.А.	Количество приборов	Суммарная Мощность	
				Р, кВт	Q, Квари
Сборные шины 220кВ.					
Регистрирующий вольтметр	Н-394	10	1	10	2
Вольтметр с переключением для измерения трех междофазных U	Э-335	2	1	-	-
Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	3	-
Цепь линии:	Д-335	1,5	2	6	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	6	-
ФИП	ФИП	3	2	6	-
Расчетные счетчики	И674	3	2	12	29
	И673	3	2	12	29
Итого	-	-	-	57	58

$$S_{расч} = \sqrt{57} + 58 = 87,3.$$

$$S_{2ном} = 400 > S_{2расч} = 87,3.$$

Трансформатор напряжения для РУ 10кВ выбирается типа ЗНОЛ-10кВ.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приводится в таблице 10.

Таблица 10 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения типа ЗНОЛ-10кВ

Приборы и наименования цели.	Тип прибора.	Потребительская мощность, В.А.	Количество приборов	$S_{расч}$, ВА
Сборные шины: Регистрирующий вольтметр	Н - 394	10	1	10
Вольтметр с переключением	Э – 335	2	1	2
Линии 10 кВ: Счетчик	СЭТ - 4 ТМ 02.2	1,5	7	10,5
Итого	-	21,5	-	27,5

300 ВА > 21,5 ВА.

1.10 Выбор токоведущих частей

Токоведущие части в пределах РУ по экономической плотности тока не выбираются, сечение принимаем по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения.

Токоведущие части РУ-220кВ выполняется проводами АС. Сечение гибких шин выбирается по допустимому току, по условию:

$$I_{доп} \geq I_{max}.$$

Выбираем провод по Б.Н. Неклепаеву (стр.428) марки АС 240/32 d=21,6мм.

Проверка провода по условию:

$$20кА > 4.9кА.$$

Проверка шин на сжестывание не производится, так как $I_{н.о.} < 20$ кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполняются голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка провода на коронирование производится по условию:

$$1,07E \leq 0.9 E_0 ,$$

где E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ;

E_0 - начальное критическое напряжение электрического поля, кВ/см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см, определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 * U}{r_0 * lg * \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

где U - линейное напряжение, кВ;

r_0 - радиус провода, см;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз среднее расстояние D_{cp} , см, определяется по формуле:

$$D_{cp} = 1,26 * D,$$

где D - расстояния между соседними фазами, см.

$$D_{cp} = 1,26 * 2,5 = 3,15 \text{ см},$$

$$E = \frac{0,354 * 220}{1,08 * lg * \frac{3,15}{1,08}} = 14,7 \text{ кВ/см},$$

$$1,07 * E = 1,07 * 14,7 = 15,73 < 0,9 * E_0 = 0,9 * 31,9 = 28,7.$$

Таким образом, провод АС-240/32 по условию короны проходит.

Определяем расчетные токи токоведущих частей для РУ-10кВ продолжительных режимов $I_{ном.т}$, А, по формуле:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} * U_{ном}}$$

$$I_{ном.т} = \frac{63000}{\sqrt{3} * 10,5} = 870 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 1,4 * 870 = 1210 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах ПС, принимают двухполюсные шины $2 \times (60 \times 80)$ мм.

Выбранные шины проверим по допустимому току, А:

$$I_{max}=1210 < I_{дон.}=1680.$$

Следовательно, шины по этому условию проходят.

Произведём проверку выбранных шин на термическую стойкость. По выше приведённым данным тепловой импульс $B_k=76\text{кА}^2\text{с}$. Таким образом,

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{76 \cdot 10^6}}{65} = 134.$$

Следовательно, проводник является термически стойким, т.к. выполнено неравенство:

$$q_{min}=134 < q=360.$$

Выполним проверку на механическую прочность.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз вычислим по формуле:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{l_\phi^2}{a * W_\phi} * i_y^2,$$

где l_ϕ - длина пролёта между изоляторами;

$$W_\phi = \frac{b \cdot h^2}{3} - \text{момент сопротивления пакета шин};$$

a - расстояние между фазами.

Примем расположение шины на изоляторе «плашмя», $b=0,6$ см, $h=6$ см.

Определим пролёт l_ϕ из выражения:

$$l^2 = \frac{173,2}{f_0} * \sqrt{\frac{J}{q}},$$

где $J = \frac{b \cdot h^3}{6}$ - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси;

f_0 - частота собственных колебаний.

Учитывая, что частота собственных колебаний больше 200Гц, имеем:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{f_0} * \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} * \sqrt{\frac{28,8}{6 \cdot 2}} = 1,34,$$

$$l \leq \sqrt{1,34} = 1,16 \text{ м.}$$

Примем пролёт $l=1,16\text{м}$, $a=0,8$ м. Тогда определяем расстояние между прокладками по формуле:

$$\ell_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2},$$

где $E=7 \cdot 10^{10}$ Па - модуль упругости (стр.233, [4]);

$$J_n = \frac{h \cdot b^3}{12} - \text{момент инерции полосы;}$$

m_n - масса одной полосы, согласно [стр.591, 4] $m_n=1,3$ кг/м.

Для нашего случая:

$$\ell_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,26}{1,3}} \cdot 10^{-2} = 0,8 \text{ м.}$$

Сила взаимодействия между полосами определяется по формуле:

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7},$$

где k_ϕ - коэффициент формы, согласно [стр.234,4], $k_\phi=0,4$.

Тогда

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,5}{4} \cdot \frac{11900^2}{0,08} \cdot 10^{-7} = 440$$

Вычислим напряжение в материале полос, МПа.

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{440 \cdot 0,6^2}{12 \cdot 0,64} = 20,63 .$$

Расчётное напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, МПа;

$$\delta_{p.max.} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W_y} \cdot 10^{-8} ,$$

$$\delta_{p.max.} = 2,2 \cdot \frac{1,2^2 \cdot 53100^2}{0,8 \cdot 9,6} \cdot 10^{-8} = 9,16 ,$$

$$\sigma_{расч.} = \sigma_n + \sigma_\phi = 9,16 + 20,63 = 29,79 .$$

Шины механически прочны, в том случае, если выполняется условие:

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.},$$

где $\sigma_{доп.}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин согласно [4]

$$\sigma_{доп.} = 75 \text{ МПа.}$$

Таким образом, данные шины являются механически прочными, поскольку

$$\sigma_{расч.} = 29,79 \leq \sigma_{доп.} = 75.$$

1.11 Выбор и описание конструкций распределительных устройств

1.11.1. Требования к конструкциям открытого распределительного устройства

Открытые РУ должны обеспечить надёжность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения. Максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Все аппараты ОРУ обычно располагаются на невысоких основаниях. По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах.

Под силовыми трансформаторами и баковыми выключателями 220кВ укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см и предусматривается сток масла в аварийных случаях в систему отвода ливневых вод. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладываются в лотках из железобетонных конструкций без заглабления их в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Открытое РУ должно быть ограждено.

1.11.2 Конструкция распределительного устройства 220кВ

ОРУ - 220кВ с одной секционированной и одной обходной системами шин выполнено с использованием железобетонных конструкций. Две секции рабочей шины примыкают друг к другу, а обходная система шин отнесена за

линейные порталы. Выводы к трансформаторам пересекают обе секции рабочей системы шин.

Выключатели устанавливаются в один ряд. Перед выключателями имеется автодорога для проезда ремонтных механизмов, провоза оборудования. Соединение между выключателями трансформаторами тока над проездом выполнено жёсткой ошиновкой. Во всех цепях установлены однополюсные двухколонковые разъединители. Под внутренней секцией рабочей системы шин асимметричное расположение разъединителей. Приложение Б.

1.11.3 Конструкция распределительного устройства 10кВ

Здание РУ - 10кВ выполняется одноэтажным, с двухрядным расположением ячеек КРУ, с четырьмя секциями, с одним коридором и с двумя отсеками. Кабельные линии непосредственно из ячеек КРУ выводят наружу.

Шкаф КРУ состоит из жёсткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделён на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводом ВБЭ-10-31,5 установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинными и линейными неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключённым выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединён от сборных шин и кабельных вводов.

На выкатной тележке монтируются также трансформаторы напряжения ЗНОЛ-10-УЗ и разрядники, силовые предохранители, разъединители.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху. Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

Приборный шкаф КРУ представляет собой металлическую конструкцию, на фасадной дверце которой размещаются приборы измерения, счётчики, ключи управления и аппаратура сигнализации. На задней стенке установлен короб для шин вторичных соединений. Блок для релейной аппаратуры поворотного типа установлен внутри шкафа. Цепи вторичных соединений тележки и релейного шкафа соединяются гибким шлангом с многоконтактным штепсельным разъёмом.

Шкафы устанавливаются в помещении и обслуживаются с одной стороны.

1.12 Расчет релейной защиты трансформатора собственных нужд ТСН-250/15

1.12.1 Токовая отсечка

Защита выполняется в качестве быстродействующей от междуфазных коротких замыканий в обмотках и на выводах 10кВ трансформатора. Токовая отсечка устанавливается на стороне 10кВ трансформатора и выполняется с помощью 2-х реле тока, включенных на фазные токи.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени устанавливаются для защиты трансформаторов от внешних коротких замыканий и резервирования токовой отсечки.

1.12.2 Токовая защита нулевой последовательности от короткого замыкания на землю на стороне 0,4кВ

Защита выполняется одним реле тока, включенным в нулевой провод трансформаторов тока максимальной токовой защиты 0,4кВ, соединенных в полную звезду. В таблице 11 приведены данные трансформатора тока ТПЛ-10.

Таблица 11- Данные трансформатора тока ТПЛ-10

Наименование	10 кВ	0,4 кВ
$I_{ном} = S_{н.т} / 1,73 \cdot U_{н}$	14,5 А	357,1 А
Коэффициент трансформации ТА	100/5	800/5

1.12.3 Расчет токовой отсечки

$$I_{с.з.} = K_n * I_{к\ max},$$

где $K_n = 1,4$;

$I_{к\ max}$ - ток, А 3-х фазного к.з. приведенный напряжению 10кВ;

$$I_{к^{(3)}\ max} = I_{но^{(3)}} \frac{U_{срнн}}{U_{срвн}} = 24900 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 948,5\ A,$$

$$I_{с.з.} = 1,4 \cdot 948,5 = 1327,9\ A,$$

$$I_{с.р} = \frac{I_{сз}}{K_m} = \frac{1327,9}{100/5} = 66,4\ A.$$

$$I_{к^{(2)}\ min} = 0,87 \cdot I_{кз} = 0,87 \cdot 14000 = 11200\ A.$$

Коэффициент чувствительности $K_{ч}$ токовой отсечки на выводах 10кВ при 2-х фазном коротком замыкании вычисляется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{min}}{K_m \cdot I_{сам}} = \frac{11200}{20 \cdot 66,4} = 8,4 > 2.$$

1.12.4 Максимальная токовая защита на стороне 10кВ

Максимальная токовая защита на стороне 10кВ, А вычисляется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n}{K_v \cdot I_{сам}},$$

где $K_n = 1,2$;

$K_v = 0,8$; для реле типа РТ40;

$I_{сам}$ - ток самозапуска электродвигателей.

$$I_{\text{сам}} = 3 * I_{\text{ном}} = 3 * 14,5 = 43,5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{12}{0,8} * 43,5 = 65,25 \text{ А,}$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{K_{\text{М}}} = \frac{65,25}{100/5} = 3,2 \text{ А.}$$

Принимаем реле тока РТ-40/10 при последовательном соединении обмоток.

Коэффициент чувствительности при двух фазном коротком замыкании на стороне 0,4кВ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{948,5}{65,25} = 14,53 > 1,5.$$

1.12.5 Токовая защита нулевой последовательности

Ток срабатывания защиты выбирается по двум условиям:

1) отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока:

$$I_{\text{с.з}} = 0,1 * I_{\text{ном.т}} = 0,1 * 357,1 = 35,71;$$

2) согласно по чувствительности с защитами элементов сети 0,4кВ:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} * I_{\text{с.з}} = 1,1 * 2500 = 2750,$$

где $I_{\text{с.з}}$ - ток срабатывания автоматического выключателя, с которым производится согласование.

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{K_{\text{Т}}} = \frac{2750}{800/5} = 17,2 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности при однофазном коротком замыкании на выводах 0,4кВ трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(3)} \text{max}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{24900}{2750} = 9,05 > 1,5.$$

1.13 Расчет защитного заземления

Заземление электроустановок выше 1000 В с большим током замыкания на землю осуществляется при помощи заземляющего устройства, выполненного с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения к заземлению электрооборудования на территории, занятой электрооборудованием, на глубине 0,5-0,7 м прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители (стальная полоса 40 · 4 мм) образующие сетку. Продольные заземлители прокладываются вдоль рядов оборудования со стороны обслуживания на расстоянии 0,8 - 1,0 м от фундаментов. Если расстояние между фундаментами рядов оборудования не превышает 3 м, можно прокладывать один заземлитель на два ряда оборудования. Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах с поперечным шагом, увеличивающимся от периферии к центру : 4; 5; 6; 7,5; 9; 11; 13,5; 16; 20; 30 м.

Для данного РУ необходимо проложить 10 продольных полос из полосовой стали 40 · 4.

Определяем количество поперечных полос

Количество поперечных полос – 12.

Определяем длину горизонтальных полос

$$L_{\Gamma} = 72 \cdot 10 + 12 \cdot 57 = 1494 \text{ м.}$$

Заменяем заземлители квадратной моделью при условии равенства их площадей и общей длины горизонтальных полос.

Сторона квадрата

$$\sqrt{S} = \sqrt{4617} = 68 \text{ м.}$$

Определяем количество горизонтальных полос

$$n = \frac{L}{\sqrt{S}} = \frac{1449}{68} = 21 \text{ полос.}$$

Определяем ширину ячейки квадратной модели, м

$$b = \frac{\sqrt{S}}{\left(\frac{n}{2}-1\right)} = \frac{68}{\frac{21}{2}-1} = 7,2 \text{ м.}$$

Определяем сопротивление заземлителя типа сетки без вертикальных электродов, Ом

$$R_3 = 0,44 * \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L},$$

$$R_3 = 0,44 * \frac{100}{68} + \frac{100}{1449} = 0,72.$$

Определяем сопротивление заземлителя с учетом естественных заземлителей могут быть использованы

- металлические оболочки кабелей;
- система трос - опора;
- водопровод;
- трубы и другие металлические сооружения в земле.

$$R_e = 1 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{ЭКВ}} = \frac{R_3 * R_e}{R_3 + R_e},$$

$$R_{\text{ЭКВ}} = \frac{0,72 * 1}{0,72 + 1} = 0,42.$$

Определяем напряжение, приложенное к человеку

$$U_{\text{ч}} = I_3^{(1)} * \alpha * \beta * R_{\text{ЭКВ}},$$

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5 * \rho} = \frac{1000}{1000 + 1,5 * 100} = 0,87,$$

$$\alpha = \frac{\rho}{R_3 * \sqrt{S}} * 0,22 * \lg * \left(0,088 * \sqrt{\frac{S}{d * t}} \right) * \left(\frac{l}{\sqrt{S}} \right)^{0,6},$$

где $d = 0,7$ - глубина залегания;

$t = 0,02$ - эквивалентный диаметр полосы.

$$\alpha = \frac{100}{0,72 * 68} * 0,22 * \lg * \left(0,088 * \sqrt{\frac{4617}{0,7 * 0,02}} \right) * \left(\frac{7,2}{68} \right)^{0,6} = 0,2.$$

$$U_{\text{ч}} = 6300 * 0,2 * 0,87 * 0,45 = 493,3 \text{ В}.$$

Допустимое напряжение прикосновения при продолжительности тока короткого замыкания 0,2 с - 400В.

$$U_{\text{ч}} = 493,3 > U_{\text{пр}} = 400.$$

Это условие не обеспечивается. Для уменьшения $U_{пр}$ по контуру сетки необходимо забить вертикальные электроды, причем следует их забивать в местах пересечения продольных и поперечных полос.

При $n=20$.

$$R_3 = A * \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L + n * l'}$$

$$A = (0,444 - 0,84 * \frac{L + t}{\sqrt{S}}), \quad \text{при } 0 \leq \frac{L + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1.$$

$l = 5 \text{ м}$ - длина вертикальных электродов.

$$\frac{5 + 0,7}{68} = 0,095 \leq 0,1.$$

$$A = (0,444 - 0,84 * 0,095) = 0,364,$$

$$R_3 = 0,364 * \frac{100}{68} + \frac{100}{1494 + 20 * 5} = 0,68 \text{ Ом},$$

$$R_{эКВ} = \frac{0,68 * 1}{0,68 + 1} = 0,4 \text{ Ом}.$$

$$\alpha = M * \left(\frac{a * \sqrt{S}}{l * L}\right)^{0,45} = 0,5 * \left(\frac{13 * 68}{5 * 1494}\right)^{0,45} = 0,2.$$

$$U_ч = 6300 * 0,2 * 0,87 * 0,4 = 438 \text{ В}.$$

$$U_ч = 438 > U_{пр} = 400.$$

Безопасность прикосновения не обеспечена и после забивания вертикальных электродов. Тогда целесообразно на всей площади заземлителя посыпать слой щебня, у которого

$$\rho = 50000 \text{ м * м},$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 * 5000} = 0,118.$$

Напряжение, В. приложенное к человеку, составит

$$U_ч = 6300 * 0,2 * 0,118 * 0,4 = 59,47 \text{ В}.$$

$$U_ч = 59,47 \text{ В} > U_{пр} = 400.$$

Безопасность прикосновения обеспечивается.

1.2 Техника безопасности при ремонте трансформаторов

Перед началом работ в электроустановках в целях безопасности необходимо проводить организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относят выдачу нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы.

Наряд - это задание на безопасное производство работ, определяющее их место и содержание, время начала и окончания, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность выполнения работ. Наряд выписывается на бланке специальной формы. Распоряжение - это задание на производство работ, определяющее их содержание, место и время, меры безопасности и лиц, которым поручено выполнение этих работ. Наряды и распоряжения выдают лица, имеющие группу по электробезопасности не ниже V в электроустановках напряжением выше 1000 В, и не ниже IV в установках напряжением до 1000 В. Наряд на работу выписывается под копируку в двух экземплярах и выдается оперативному персоналу непосредственно перед началом подготовки рабочего места.

При работе по наряду бригада должна состоять не менее чем из двух человек, производителя работ и члена бригады. Производитель работ отвечает за правильность подготовки рабочего места, выполнение необходимых для производства работ мер безопасности. Он же проводит инструктаж бригады об этих мерах, обеспечивает их выполнение ее членами, следит за исправностью инструмента, такелажа, ремонтной оснастки. Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, в установках до 1000 В и для работ, выполняемых по распоряжению, не ниже III.

Допуск к работе осуществляется допускающим ответственным лицом из оперативного персонала. Перед допуском к работе ответственный руководитель и производитель работ вместе с допускающим проверяют выполнение техниче-

ских мероприятий по подготовке рабочего места. После этого допускающий проверяет соответствие состава бригады и квалификации включенных в нее лиц, прочитывает по наряду фамилии ответственного руководителя, производителя работ, членов бригады и содержание порученной работы; объясняет бригаде, откуда снято напряжение, где наложены заземления, какие части ремонтируемого и соседних присоединений остались под напряжением и какие особые условия производства работ должны соблюдаться; указывает бригаде границы рабочего места и убеждается, что все им сказанное понято бригадой. После разъяснений допускающий доказывает бригаде, что напряжение отсутствует, например, в установках выше 35 кВ с помощью наложения заземлений, а в установках 35 кВ и ниже, где заземления не видны с места работы, с помощью указателя напряжения и прикосновением рукой к токоведущим частям.

С момента допуска бригады к работам для предупреждения нарушений требований техники безопасности производитель работ или наблюдающий осуществляет надзор. Наблюдающему запрещается совмещать надзор с производством какой-либо работы и оставлять бригаду без присмотра во время ее выполнения. Разрешается кратковременное отсутствие одного или нескольких членов бригады. При отсутствии производителя работ, если его не может заменить ответственный руководитель или лицо, выдавшее данный наряд, или лицо из оперативного персонала, бригада выводится из распределительного устройства, дверь РУ запирается и оформляется перерыв в работе.

Периодически проверяется соблюдение работающими правил техники безопасности. При обнаружении нарушений ПТБ или выявлении других обстоятельств, угрожающих безопасности работающих, у производителя работ отбирается наряд и бригада удаляется с места работы.

При перерыве в работе на протяжении рабочего дня бригада удаляется из РУ, после перерыва ни один из членов бригады не имеет права войти в РУ в отсутствие производителя работ или наблюдающего, так как во время перерыва могут произойти изменения в схеме, отражающиеся на условиях производства работ. По окончании работ рабочее место приводится в порядок, принимается

ответственным руководителем, который после вывода бригады производителем работ расписывается в наряде об их выполнении. Оперативный персонал осматривает оборудование и места работы, проверяет отсутствие людей, посторонних предметов, инструмента, снимает заземление и проверяет в соответствии с принятым порядком учета, удаляет временное ограждение, снимает плакаты «Работать здесь», «Влезать здесь», устанавливает на место постоянные ограждения, снимает плакаты, вывешенные до начала работы. По окончании перечисленных работ наряд закрывается и включается электроустановка.

К техническим мероприятиям относят отключение напряжения и принятие мер, препятствующих ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры, вывешивание запрещающих плакатов, проверку отсутствия напряжения, наложение заземлений, вывешивание предупреждающих и предписывающих плакатов.

В электроустановках напряжением выше 1000 В со всех сторон, откуда может быть подано напряжение на место работы, при отключении должен быть видимый разрыв, который осуществляется отключением разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки без автоматического включения их с помощью пружин, установленных на самих аппаратах. Видимый разрыв можно создать, сняв предохранители или отсоединив либо сняв шины и провода. Трансформаторы напряжения и силовые трансформаторы отключаются с обеих сторон, чтобы исключить обратную трансформацию. Во избежание ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов выполняют следующие мероприятия:

- ручные приводы в отключенном положении и стационарные ограждения запирают на механический замок;
- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, отключают силовые цепи и цепи оперативного тока;
- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или пружины приводят в нерабочее положение.

В электроустановках напряжением до 1000 В в зависимости от конструкции запирают рукоятки или дверцы шкафа, укрывают кнопки, устанавливают между контактами изолирующие накладки, отсоединяют концы проводов от включающей катушки. Отключенное положение аппаратов с недоступными для осмотра контактами определяется проверкой отсутствия напряжения. На приводах ручного и ключах дистанционного управления коммутационной аппаратуры вывешивают запрещающие плакаты «Не включать. Работают люди», а на воздушных и кабельных линиях «Не включать. Работа на линии». В зависимости от местных условий и характера работы неотключенные токоведущие части, доступные для непреднамеренного прикосновения на время работы, ограждают щитами, экранами из изоляционных материалов, изолирующими накладками или устанавливают специальные передвижные ограждения.

В ОРУ рабочее место ограждают канатом с вывешенными на них плакатами «Стой. Напряжение», обращенными внутрь ограждаемого пространства. На конструкциях, по которым разрешено подниматься, вывешивают плакат «Работать здесь», на соседних «Не влезай. Убьет!». На всех подготовленных рабочих местах после наложения заземления и ограждения рабочего места вывешивают плакат «Работать здесь». Во время работы запрещается переставлять или убирать плакаты и установленные временные ограждения, а также проникать на территорию огражденных участков.

Отсутствие напряжения проверяют между всеми фазами, каждой фазой и землей, каждой фазой и нулевым проводом.

Для включения на параллельную работу трансформаторов, линий и кабелей необходима их предварительная фазировка, т. е. определение одноименных фаз, подлежащих соединению. Фазировку производят на отключенных разъединителях, выключателях или кабелях, отсоединенных от линейных разъединителей. На этой работе должно быть занято не менее двух лиц, имеющих III и IV группы.

Оперативный персонал (или работники электролаборатории под его

наблюдением) производит фазировку по распоряжению. Без участия оперативного персонала фазировку производят по наряду.

Перед началом работы необходимо надеть головной убор, плотно застегнуть одежду, надеть диэлектрические перчатки и очки. Стоять следует устойчиво на изолирующем основании и не касаться стен или заземленных частей.

Перед фазировкой проверяют напряжение на всех шести зажимах от обоих источников питания: при напряжении до 220 В токоискателем, при напряжении выше 220 В указателем напряжения с дополнительным резистором.

При фазировке щупом указателя напряжения прикасаются к токопроводящему проводу какой-либо фазы, а щупом другой трубки с дополнительным резистором к той же фазе другого источника. При совпадении одноименных фаз лампы светиться не будут, так как отсутствует разность потенциалов. Если фазы перепутаны, указатель покажет наличие напряжения. Тогда фазировку исправляют только после полного снятия с электроустановки напряжения и выполнения других необходимых мер безопасности.

Указатель напряжения, употребляемый при фазировке, должен быть рассчитан на двойное рабочее напряжение фазлируемых цепей или иметь соответствующий дополнительный резистор.

3.1 Экономические показатели подстанции

К экономическим показателям относятся:

- капитальные вложения;
- численность персонала;
- себестоимость электропередачи и распределения электрической энергии.

Расчет капитальных вложений ведется по укрупненным показателям стоимости элементов электросети, составленным на основе действующих прейскурантов и ценников на материалы и оборудование, а также нормативных документов и типовых проектов.

Капитальные вложения в подстанции складываются из стоимости рас­предустройств всех уровней напряжений, трансформаторов (автотрансформато­ров), компенсирующих устройств и реакторов, постоянной части затрат. Стоимость указанных элементов подстанции зависит от уровня напряжения, мощ­ности оборудования, схемы соединений, наличие выключателей на высшей сто­роне и других факторов.

В распределительных устройствах учитывают стоимость выключателей, отде­лителей, разъединителей, короткозамыкателей, трансформаторов тока и напря­жения, разрядников, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и авто­матики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фунда­ментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Затраты на оборудование высокочастотной связи учитывается при необходимо­сти для линейных ячеек дополнительно.

Расчетная стоимость включает кроме стоимости трансформатора затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, ре­лейную защиту, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Расчетная стоимость включает кроме стоимости собственно компенса­тора, затраты на систему охлаждения, газовое и масляное хозяйство РУ 10 кВ, силовые контрольные кабели, а также строительно-монтажные работы по со­оружению зданий, фундаментов и монтажу оборудования.

Постоянная часть затрат учитывает полную стоимость (включая оборудо­вание и строительно-монтажные работы) подготовки и благоустройству территории, общеподстанционного пункта управления, устройства расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанцион­ных расходов.

Эта численность должна быть скорректирована в связи с условиями экс­плуатации и объемом работ

$$Ч_{рем} = \sum Ч_{н\ рем} \cdot K_{Iрем},$$

где $K_{рем}$ - коэффициент условий эксплуатации ремонтных рабочих;

$$K_{рем} = 1.03,$$

$$Ч_{рем} = 1,03 \cdot 0,72 = 1,43 \text{ чел.}$$

Таблица 15 - Техничко-экономический показатель работы ПС

Наименование устройств	Количество оборудования, шт.	Численность рабочих на 100 устройств, чел. При напряжении кВ	Нормативная численность ремонтных рабочих, $Ч_{рем}$
Силовой трансформатор	2	13,72	0,27
Присоединение с воздушным и вакуумным выключателем	8	7,65	0,15
Присоединение с масляным или элегазовым выключателем	22	5,58	0,22
Присоединение с отделителем или короткозамыкателем	4	2,04	0,08
Всего	36		0,72

Определяется уточненная нормативная численность рабочих всех подстанций сети. Далее нужно определить суммарную численность всех рабочих по подстанциям сети.

Общая численность рабочих ПС рассчитывается по формуле:

$$Ч_{раб} = Ч_{оп} + Ч_{рем};$$

$$Ч_{раб} = 2,81 + 1,43 = 4,24 \text{ человек.}$$

Кроме численности рабочих, для обслуживания и ремонта проектируемой электрической сети необходимо определить численность ИТР и служащих, в том числе численность работников аппарата управления. Для этого используются нормативы численности ИТР и служащих, установленные Минэнерго СССР.

Эти нормативы установлены по функциям управления в зависимости от влияющих факторов (от суммарной мощности трансформаторов, от численности рабочих и т.д.).

При определении нормативной численности инженерно-технического работника (ИТР) и служащих можно ограничиться функциями управления оперативное, техническое обслуживание и ремонт подстанций 35 кВ и выше; обслуживание и ремонт линий электропередачи 35 кВ. Численность ИТР и служащих всех подстанций сети зависит от нормативной численности рабочих по обслуживанию и ремонту подстанций - Чкп^б, рассчитанной по формуле, и от суммарной мощности трансформаторов (автотрансформаторов) 35 кВ и выше.

Численность работников аппарата управления составляет 78% от нормативной численности ИТР и служащих подстанций:

$$Ч_{\text{аун}} = 0,78 Ч_{\text{раб.}}$$

Численность ИТР берется из [3].

Себестоимость - полные издержки на производство продукции, работ, услуг, включая затраты на потребление средств производство и оплаты труда.

Проектные расчеты по себестоимости трансформации электрической энергии рекомендуется производить по экономическим элементам. Затраты, образующие себестоимость продукции, группируется в соответствии с их содержанием по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- единый социальный налог;
- амортизация основных фондов;
- прочие затраты;

В элементе *материальные затраты* отражаются:

- стоимость покупки вспомогательных материалов, смазочных фильтрующих материалов, масел;

– стоимость работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними предприятиями или производствами и хозяйствами предприятия, не относящиеся к виду деятельности;

– стоимость опор, проводов, тросов, горячее смазочных материалов, бензина, дизельного топлива;

– стоимость энергии для целей тепло и электроснабжения подстанции, для хозяйственных целей предприятия по тарифам, установленной энергоснабжающей организацией.

По *статье оплата труда* учитывается заработная плата производственных рабочих, непосредственно участвующих в технологическом процессе передачи и распределения электрической энергии: всего дежурного (оперативного) персонала подстанции. На эту статью не относится зарплата ремонтного персонала.

На энергопредприятиях, расположенных в районах Урала, Сибири, Крайнего Севера и др. районах, но этой статье планируется и учитывается также надбавка заработной плате персонала, тыс. руб.

Отчисления на *социальное страхование* с заработной платы производственных рабочих. Отчисления на социальное страхование расходуется на оплату больничных листов, путевок в дома отдыха и санатории за счет соцстраха, выплату пенсий по инвалидности, старости и др.

Расходы на социальное страхование определяются по установленному для энергетики коэффициенту, равному 26 % от суммы затрат, тыс.руб.:

Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования. В учебных проектных расчетах затраты по этой статье могут быть определены по следующей формуле:

В элементе *прочие затраты* в составе себестоимости продукции отражаются, тыс.руб.:

- отчисления в ремонтный фонд;
- обязательные страховые платежи;

- плата за землю;
- другие отчисления.

Таблица 17 - Среднегодовые технико-экономические показатели работы проектируемой подстанции

Наименование показателей	Абсолютная величина
Технические показатели	
Установленная мощность трансформаторных подстанций, МВ·А	63 · 2
Энергетические показатели	
Суммарный максимум активной нагрузки потребителей, МВт	60
Годовой полезный отпуск электроэнергии, тыс. МВт·ч	408000
Среднегодовые потери электрической мощности ПС, МВт	0,110
Среднегодовые потери электроэнергии подстанции, МВт·ч	1200
Среднее значение коэффициента мощности по сети в режиме максимальной нагрузки, %	0,87
Коэффициент полезного действия сети в режиме максимальной нагрузки, %	99,7
Коэффициент полезного действия сети средневзвешенный за год, %	99,6
Экономические показатели	
Удельные капитальные затраты по подстанциям, тыс. руб./ МВ·А	1402,9
Среднегодовые затраты по передаче и распределению электроэнергии, тыс. руб. / год	176760
Себестоимость передачи и распределения энергии, коп./10 кВт·ч	35,4

Общие издержки по передаче и распределению электрической энергии проектируемой сети равны сумме затрат по всем вышеперечисленным калькуляционным статьям и называется себестоимостью передачи и распределения всей электрической энергии, отпущенной за год, тыс.руб./год.

Технико-экономические показатели соответствуют аналогичным показателям реальных подстанций.

2. РАЗРАБОТКА ИНСТРУКЦИИ ПО МОНТАЖУ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ

Введение

Разъединители типа РГН-220 предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи высокого напряжения, токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных линий, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей.

К комплекту прилагается эксплуатационная документация в количестве:

- паспорт - один на каждый разъединитель;
- руководство по эксплуатации (РЭ) - одно на три полюса.

Общие указания

Общетехнические и организационные указания по проведению работ:

- разъединители изготавливаются в климатическом исполнении УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1;
- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха - плюс 40°С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха - минус 60°С;
- скорость ветра не более 40 м/с при отсутствии гололеда и не более 15 м/с в условиях гололеда толщиной не более 20 мм.

Меры безопасности

При монтаже и эксплуатации разъединителей и приводов, при осмотрах необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правила техники безопасности при эксплуатации электрических станций и подстанций». При монтажных работах необходимо соблюдать требования безопасности по подъему изделий и монтажу их на высоте. При наладке, пробном оперировании главными ножами и заземлителями необходимо прини-

мать все меры предосторожности от возможного попадания в опасные зоны движения ножей, рычагов, тяг. Разъединитель и привод должны быть надежно заземлены. Производить наладку и эксплуатацию разъединителя и приводов без защитного заземления категорически запрещается. Техническое обслуживание разъединителя необходимо проводить при отсутствии напряжения на главных контактных ножах разъединителя, а также в цепях управления приводом. При оперировании разъединителем необходимо помнить, что нельзя производить включение заземлителей при включенных главных ножах и наоборот - включение главных ножей при включенных заземлителях.

Подготовка разъединителя к монтажу и стыковке

Во время работы с разъединителями (распаковка ящиков, установка на опорные конструкции, монтаж, профилактические осмотры и т.п.) необходимо соблюдать меры предосторожности, обеспечивающие сохранность изоляторов от ударов и повреждений. ЗАПРЕЩАЕТСЯ к изоляторам приставлять лестницу или крепить на них монтажные леса.

Распаковку ящика производить в следующей последовательности:

- освободить ящики от верхних крышек;
- снять крышку ящика с мелкими комплектующими;
- вынуть техническую документацию;
- отделить от ящика боковые и торцевые стенки;
- вынуть приводы, изоляторы, цоколя, контактные ножи и другие комплектующие изделия, открепив их от дна ящика.

Перед монтажом необходимо произвести внешний осмотр комплектующих сборочных единиц и деталей и проверить их наличие в соответствии с таблицами 3-8, отсутствие сколов, трещин на изоляторах; проверить затяжку болтовых соединений. При наличии повреждений, которые невозможно устранить на месте, а также при отсутствии комплектующих сборочных единиц и деталей, составить акт и сообщить об этом заводу.

Монтаж приводов, расконсервацию и проверку их работы производить в соответствии с руководствами по эксплуатации на приводы.

Расконсервацию частей разъединителей производить протиркой чистой ветошью.

Монтаж и демонтаж разъединителя

Цоколя разъединителей установить на подготовленные для монтажа и выверенные по уровню опоры. Отклонение от горизонтальности металлоконструкций опор под опорные точки цоколя должно быть не более 1 мм. При необходимости, для выравнивания горизонтального положения цоколя разъединителя допускается устанавливать под опорные точки жесткие стальные прокладки. Во избежание разрегулировки разъединителей и нарушения их нормальной работы опоры следует установить жестко в грунте, недопустимо «проседание и заваливание» опор. Закрепить цоколя разъединителей к опорам болтами М16, под головки болтов положить шайбы 16х4. Отсоединить от кронштейна 11 скобы 31. К цоколю 16 закрепить кронштейн 11 с помощью пластин 32 и крепежа, поставляемого с пластиной, не затягивая окончательно болты. Снять крепеж со шпильки 13 и подкоса 12. Используя шпильку 13 и отверстия для крепления в цоколе разъединителя, установить подкос 12, так чтобы труба кронштейна занимала вертикальное положение. При необходимости, вертикальность регулировать прокладками 42. Закрепить болтами М12, шайбами, гайками. Присоединить скобу 31 к приводу главных контактных ножей, используя крепеж, установленный на приводе.

При варианте исполнения разъединителя с двумя заземлителями установить привод главных контактных ножей со скобой 31 на кронштейн 11 и закрепить шпильками 38, гайками 84, шайбами 85, 86, поставляемыми комплектно с кронштейном. При варианте исполнения с одним заземлителем при креплении привода со скобой на кронштейн 34 использовать болт 43, и крепеж 84, 85, 86. В кронштейн 25 вставить пластмассовую втулку 22, предварительно смазав ее смазкой ЦИАТИМ-221 ГОСТ 9433. Установить колодки 40, 35 на валу привода. Крепеж на колодках 35, 40 затянуть. Установить вал 14 с закрепленной на нем втулкой 23 в отверстие кронштейна 25 и в колодки, установленные на выходном валу привода.

Установить рычаг вала 14 в положение, заданное размером Б. После регулировки установить и затянуть колодку 50, затянуть крепеж скобы привода к кронштейну на цоколе. В случае управления заземлителями двигательным приводом монтаж приводных валов заземлителей аналогичен. Соединить рычаг вала 14 с рычагом ведущей колонки разъединителя при помощи тяги 21 и крепежа, снятого с рычагов. Проверить затяжку крепежа на колодках 35 и 40. Застопорить вал 14 болтом 28, для чего, через отверстие в колодке 50 просверлить в валу отверстие d , используя в качестве направляющей втулку 111.

Последовательность операций при за сверловке следующая:

- снять крепеж 28, 29, 30;
- вернуть направляющую втулку 111 в резьбовое отверстие;
- просверлить в валу отверстие;
- вывернуть направляющую втулку 111;
- вновь установить крепеж 28, 29, 30, при этом болт 28 конической частью должен войти в просверленное отверстие (болт затянуть до упора, с усилием);
- затянуть гайку 29.

Установить контактные ножи 6, 7 на верхних фланцах изоляторов при помощи крепежа 79, 68, 69. Перед закреплением контактные поверхности ножей, обозначенные буквой «С» покрыть смазкой ЦИАТИМ-221 ГОСТ 9433.

Собрать изоляторы на соответствие рисунков А.9, А.10. Визуально проверить их на прямолинейность. При необходимости, прямолинейность отрегулировать прокладками, устанавливаемыми между фланцами изоляторов.

Снять транспортные планки 44. Установить на прежнее место гайку Г и затянуть. На основании цоколя 16 при помощи крепежа 67,68,69 установить изоляторы вертикально. Вертикальность колонок и установку их в одной плоскости во включенном и отключенном положениях контролировать визуально и регулировать прокладками 39.

Контактные ножи 6,7 установить в направлении общей оси. Регулировку размера Ц производить гайками А при ослабленной затяжке гаек. После регулировки гайки А и Б затянуть.

Размер L2 регулировать с помощью прокладок 39, устанавливаемых под основание контактных ножей, при ослабленной затяжке болтов 79. После регулировки болты затянуть.

При монтаже заземлителей присоединить скобу 31 к приводу для управления заземлителями со стороны ведущей колонки, используя крепеж, установленный на приводе. Установить привод со скобой 31 на кронштейн 11 и закрепить болтами 28, гайками 84, шайбами 85,86, поставленными комплектно с кронштейном.

Положение привода « ВКЛЮЧЕНО».

В кронштейн вставить пластмассовую втулку 22, предварительно смазав ее смазкой ЦИАТИМ-221 ГОСТ 9433.Отсоединить колодку 24 установленную на валу привода при транспортировании. Установить вал 15, с закрепленной на нем втулкой 23, в отверстие кронштейна 25 и в колодки, установленные на выходном валу привода. Установить рычаг вала 15 в положение, заданное размером Е. Присоединить скобу 31 к приводу для управления заземлителями со стороны ведомой колонки, используя крепеж, установленный на приводе. Закрепить привод со скобой 31 на кронштейне 11. Для крепления использовать шпильку 38, крепеж 84,85,86, примененный при установке скобы с приводом, для управления главными контактными ножами. В остальном монтаж и регулировка аналогична монтажу и регулировке привода для управления заземлителем со стороны ведущей колонки. Застопорить вал 15 болтом 28. В случае управления главными ножами ручным приводом монтаж приводных валов главных ножей аналогичен. Ослабить затяжку крепежа колодки 53 к валу 19 и к трубе 50. Провернуть вал 19 в положение, и установить тягу 18 на рычаги валов 15,19, используя имеющийся на рычаге крепеж. Повернуть трубу 50 относительно вала 19 и включить его в контакт 8 до упора и зафиксировать в этом положении.

Наладка, стыковка и испытания

Отключить главные контактные ножи до выхода их из зацепления ручным оперированием привода. Включить главные ножи до касания кулачка 81 ламелей 75.

Отрегулировать касание ножей на расстоянии В мм от конца ламели:

- поворотом контактного ножа 6 относительно изолятора 4 при ослабленной затяжке болтов 79;
- поворотом контактного ножа 7 относительно изолятора 4, если регулировки перемещением ножа 6 недостаточно.

Проверить контактное нажатие ламелей. Проверку контактного нажатия производить приложением усилия к каждой ламели в направлении, перпендикулярном, продольной оси ножа на расстоянии Ж от шины. Контактное нажатие каждой ламели должно составлять (115 ± 15) Н. При необходимости, регулировать нажатие поворотом болта Г при ослабленной затяжке гайки Д. После регулировки гайки Д затянуть. Отключить главные контактные ножи вручную. Они должны поворачиваться на угол 90° от продольной оси полюса. Угол поворота определяется визуально. Регулировку производить изменением длины тяги 21. Проверить расстояние в «свету» между экранами в отключенном положении. Оно должно быть не менее 2000 мм. Произвести 2-3 операции "Включено", "Отключено" двигателем привода. Убедиться в правильной регулировке крайних положений разъединителей при оперировании двигателем привода. Замерить величину сопротивления постоянному току главного токоведущего контура каждого разъединителя. Отключить главные контактные ножи.

Пуск разъединителя

Включить и отключить главные ножи и заземлители. Проверить размеры установки фиксаторов. Установить стопорный болт 28, для чего через отверстие в колодке 47 просверлить отверстие d. Последовательность операции при засверловке отверстия. Подсоединить подводящие провода к контактным выводам разъединителя. Выполнить 3-5 пробных операций «Включено», «Отключено».

чено». Проверить расстояние в контактной зоне, которое должно соответствовать. Расстояние в контактной зоне регулировать при ослабленном натяжении провода.

Регулирование

Отрегулировать соосность вала 14 и выходного вала привода. Регулировку соосности, при необходимости, производить при ослабленной затяжке шпилек 38 или болтов 43 перемещением привода со скобой относительно кронштейна в двух плоскостях, перемещением кронштейна 25 при ослабленном креплении кронштейна 25 к цоколю 16. **ВНИМАНИЕ!** Убедиться в том, что выходной вал привода и вал 14 установлены без излома общей оси (соосно). Отрегулировать соосность вала 15 и выходного вала привода. Отрегулировать положение ламелей 51 относительно контактной пластины 56, заданное размером Е, перемещением заземлителя 50 относительно колодки 53. После регулировки крепления заземлителя 50 к колодке 53 затянуть. Отрегулировать вхождение заземлителя в контакт без бокового смещения. Регулировку производить перемещением трубы 50 с колодкой 53 вдоль вала 19. После регулировки крепление колодки 53 к валу 19 затянуть в положении заземлителя "включено", до упора в контакт. Подсоединить колодку 55. Просверлить отверстие $d 1$ в колодке 53 и в валу 19. Запрессовать в это отверстие втулку 52. Отключить и включить заземлитель приводом. В положении «Отключено» заземлитель расположен горизонтально, в положении «Включено» доходит до упора. Регулировку производить изменением длины тяги 18 и изменением радиуса рычага, перемещая болт Д в плавающей отверстии. После регулировки заземлителей установить на цоколе противогололедные кожухи 87,88 закрепив кронштейны кожухов при помощи пластины 89 и крепежа, поставляемых с кожухами. Отрегулировать равномерность расклинивания ламелей 75 кулачком 81, для чего в контактных ножах на 2000 А необходимо ослабить затяжку гаек Е и снова гайки Е затянуть. Равномерность расклинивания ламелей на 1000 А регулировать разворотом контактных ножей при ослабленной затяжке болтов 79 и установкой прокладок 39. Отрегулировать положение кожуха, заданное размером К, перемещением

кронштейна относительно цоколя и кожуха относительно кронштейна. Проверить возврат резиновых пластин кожуха в исходное положение после вхождения ламелей в кожух. Раскрутить крепеж и разъединить колодки 24 и 47 в фиксаторе. Установить на валах заземлителей колодки 47 с блокирующим сектором и колодки 24, выдержав размеры 14. Закрепить гибкие связи 48, 49 к кронштейнам 45, при этом шайбы 46 должны быть установлены стороной без покрытия к гибким связям. Надеть на приводные валы главных ножей и заземлителей крышки 110, как показано на рисунках А4, А5. Собрать схему электрической блокировки, проверить работу блок - замков в соответствии с руководством по эксплуатации на приводы.

Комплексная проверка

Проверить чистоту поверхности изоляторов, убедиться в отсутствии трещин и сколов. Проверить затяжку резьбовых соединений. Проверить наличие смазки на открытых трущихся частях и контактных поверхностях разъединителя. Проверить наличие и состояние заземления разъединителя и приводов. Произвести 5-6 контрольных включений и отключений разъединителя и заземлителей с целью проверки правильности вхождения в контакты главных ножей и заземлителей. В условиях гололеда допускается включение и отключение главных ножей и заземлителей разъединителя путем многократного (до 5 раз) оперирования приводом. После выполнения вышеуказанных пунктов разъединитель может быть включен в сеть.

Обкатка

Отключить главные контактные ножи вручную. Они должны поворачиваться на угол 90° от продольной оси полюса. Угол поворота определяется визуально. Регулировку производить изменением длины тяги 21. Проверить расстояние в «свету» между экранами в отключенном положении. Оно должно быть не менее 2000 мм. Произвести 2-3 операции «Включено», «Отключено» двигателем привод.

Сдача смонтированного состыкованного оборудования

Подрядчик обязан обеспечить Заказчику возможность контроля качества и хода выполнения работ, осуществления входного контроля поставляемых материалов, запчастей и оборудования.

Подрядчик выполняет испытания электрооборудования в соответствии с РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытания электрооборудования» с составлением актов.

Подрядчик, перед сдачей оборудования в эксплуатацию, разрабатывает программу комплексного испытания, согласовывает ее с Заказчиком и выполняет испытания в присутствии специалистов Заказчика.

Перед монтажом оборудования, Подрядчик организует входной контроль вновь поступившего оборудования с привлечением представителей Заказчика. Подрядчик оформляет акт входного контроля, который визирует со своей стороны, со стороны Заказчика и со стороны всех заинтересованных лиц (субподрядные организации, производители оборудования и т.п.).

Приемка оборудования в эксплуатацию и оценка качества выполненных работ осуществляется в соответствии с «Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» СО 34. 04. 181- 2003.

Необходимо присутствие на рабочем месте представителя Заказчика. Сдача выполненной работы должна производиться с составлением актов. Персонал подрядной организации осуществляет уборку места проведения работ ежедневно и после полного окончания работ.

Подрядчик передает Заказчику комплект исполнительной документации (акты скрытых работ, заводская документация, паспорта на оборудование).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сопоставление полученных результатов ВКР с задачами исследования позволяет сделать следующие выводы:

- выбраны структурные схемы проектируемой ПС;
- выбраны числа и мощности трансформаторов, выбраны выключатели и разъединители, измерительные трансформаторы, токоведущие части, схемы подстанции РУ ВН, НН, схемы собственных нужд и трансформаторы собственных нужд;
- определены числа линий;
- произведен технико-экономический расчет;
- рассчитаны токи короткого замыкания, релейная защита трансформатора ТСЗ 250, заземляющие устройства ОРУ 220 кВ, технико-экономические показатели.

Данные выводы позволяют констатировать, что задачи ВКР решены и цель её достигнута. Проектируемая ПС является понизительной подстанцией напряжением 220/10 кВ. ПС является ответвительной, по своему назначению относится к потребительской, так как от шин НН питаются потребители.

Ввиду того, что потребители I категории должны питаться от двух независимых источников питания, на ПС устанавливаем два трансформатора. Подстанция обслуживается дежурными на щите управления совместно с распределительными сетями. От подстанции на стороне низкого напряжения отходит 22 кабельных линий.

Ввод подстанции 220 кВ повысит надежность режима работы Рязанского энергоузла региональной энергосистемы и создаст условия для подключения новых жилых и промышленных объектов.

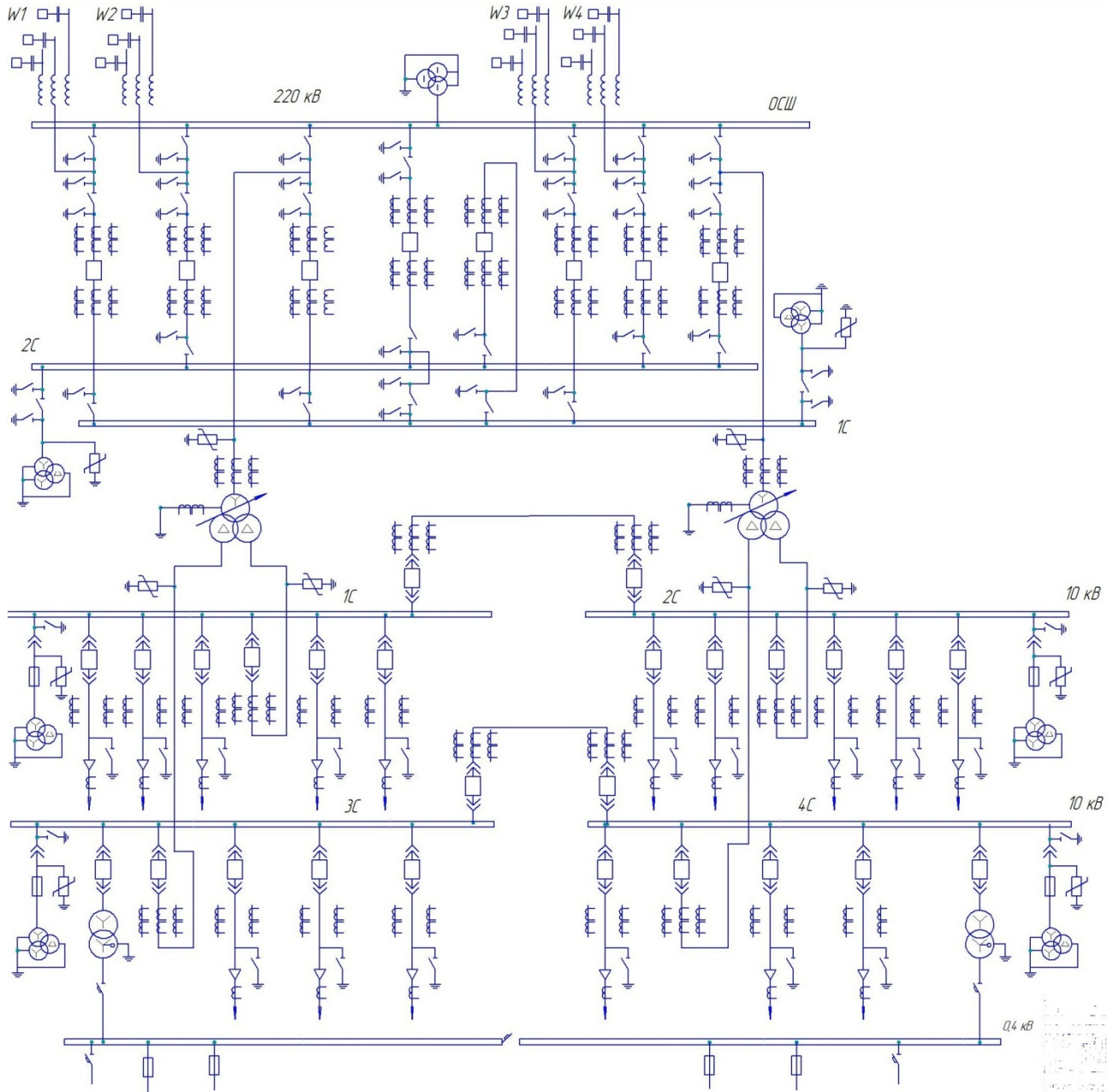
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Афонин А.М. Теоретические основы разработки и моделирования систем автоматизации: Учебное пособие / А.М. Афонин, Ю.Н. Царегородцев, А.М. Петрова, Ю.Е. Ефремова. Москва: Форум, 2011. С. 192.
2. Белов М. П., Новиков В. А., Рассудов Л. Н., Автоматизированный электропривод производственных механизмов и технологических комплексов, Учебник для студ. высш. уч. Заведений, 3 изд., испр. Москва: Издательский центр «Академия», 2007. С. 576.
3. Беседина Т.Н. Стандарты УТЭК. УФА, 2006 г.
4. Бердышев В.Ф. Основы автоматизации технологических процессов: Курс лекций: В.Ф. Бердышев, К.С. Шатохин. Москва: МИСиС, 2013. С. 136.
5. Герман-Галкин С.Г. Компьютерное моделирование полупроводниковых систем в среде MatLab 6.5: Учебник для высш. и средн. учеб. Заведений. Санкт-Петербург, 2012. С. 385.
6. Дастин Э. Внедрение, управление и автоматизация. Э. Дастин, Д. Решка, Д. Пол: Пер. с англ. М. Павлов. М. Лори, 2013. С. 567 .
7. Евтушенко С.И. Автоматизация и роботизация: Учебное пособие. С.И. Евтушенко, А.Г. Булгаков, В.А. Воробьев, Д.Я. Паршин. Москва: ИЦ РИОР, НИЦ ИНФРА. М, 2013. С. 452.
8. Егоров Г.А. Комплексы для промышленной автоматизации: Учебное пособие. Н.Л. Прохоров, Г.А. Егоров, В.Е. Красовский: Под ред. Н.Л. Прохоров, В.В. Сюзев. Москва: МГТУ им. Баумана, 2012. С. 372.
9. Ермоленко А.Д. Автоматизация процессов: Учебное пособие. А.Д. Ермоленко, О.Н. Кашин, Н.В. Лисицын; Под общ. ред. В.Г. Харазов. Санкт-Петербург: Профессия, 2012. С. 304.
10. Иванов А.А. Автоматизация технологических процессов и производств: Учебное пособие. А.А. Иванов. Москва: Форум, 2012. С. 224.
11. Кацман М.М. Справочник по электрическим машинам. Москва: Академия, 2011. С. 480.

12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Москва: изд. энергоатомиздат, 2009. С. 113.
13. Нормы технического проектирования тепловых станций, подстанций и сетей. Москва: изд. энергоатомиздат, 2011.
14. Методические указания к выполнению и оформлению выпускной квалификационной работы. Екатеринбург, ФГАОУ ВО «Российский государственный профессионально-педагогический университет», 2016. С. 56.
15. Онищенко Г.Б. Электрический привод. Учебник для вузов. Москва: РАСХН, 2012. С. 320.
16. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. Москва: Энергоатомиздат, 2015. С. 265.
17. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва: изд. энергоатомиздат, 2011. С. 105-230.
18. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. Москва: Энергоатомиздат, 2012. С. 256.
19. Чучкалова Е.И., Козлова Т.А., Суриков В.П. Технико-экономические расчеты в выпускных квалификационных работах: Учебное пособие. Екатеринбург: изд. ГОУ ВПО «РГППУ», 2010. С. 66.
20. Шрейнер Р.Т., Костылев А.В., Кривовяз В.К., Шилин С.И. Электромеханические и тепловые режимы асинхронных двигателей в системах частотного управления: Учеб. пособие для вузов. Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО Рос. гос. проф.-пед. ун-та, 2008. С. 361.

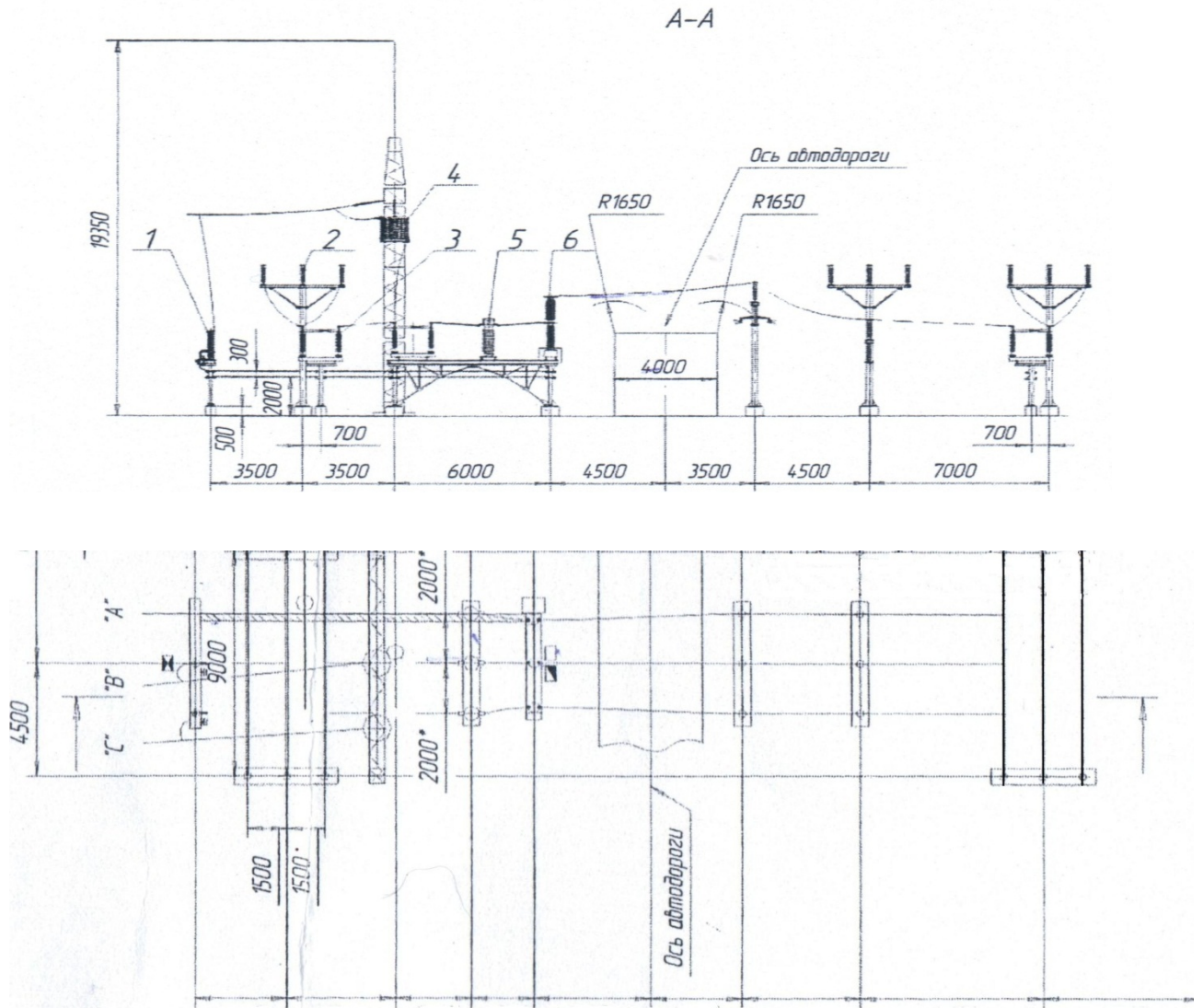
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Принципиальная схема подстанции 220/10кВ



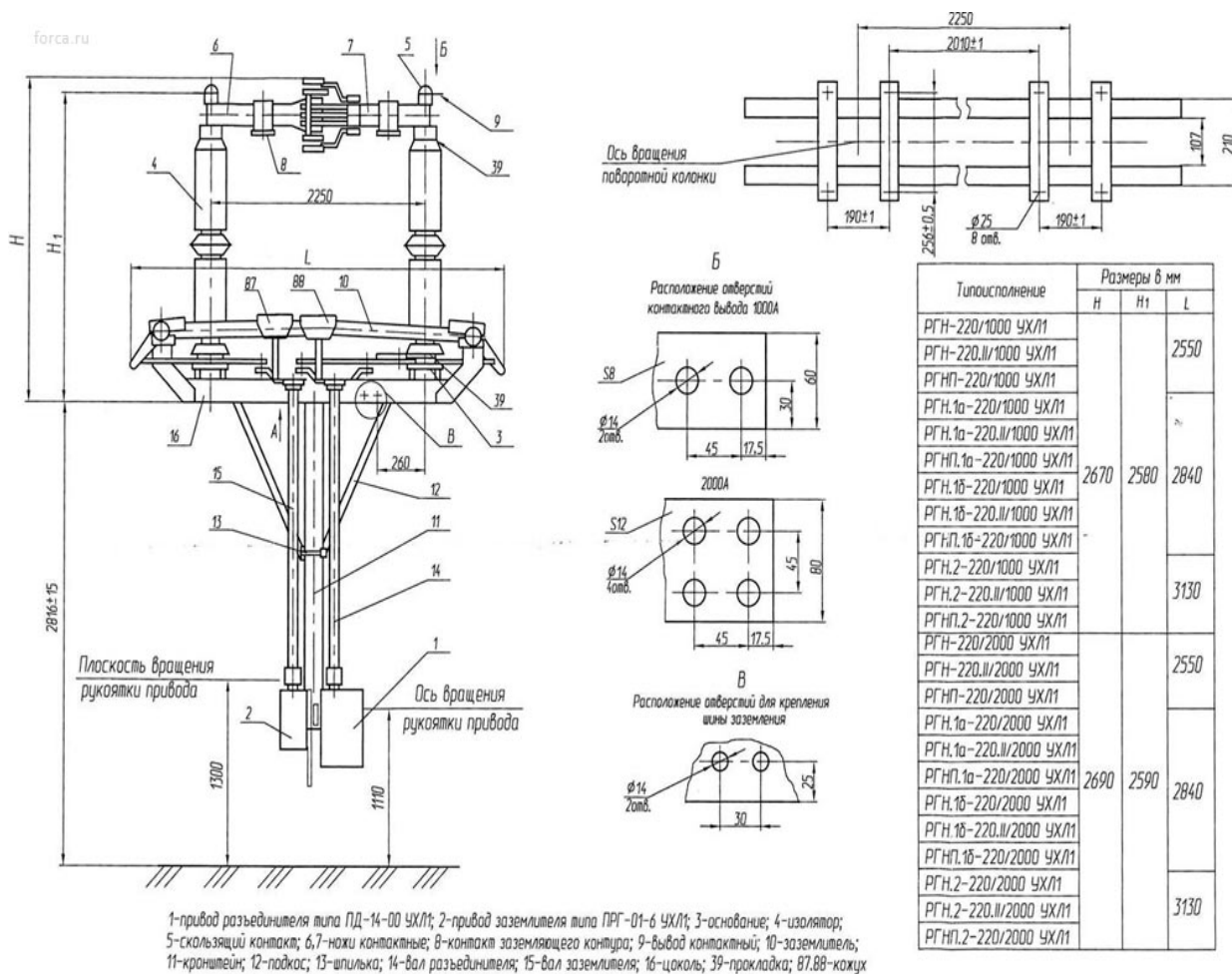
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Открытое распорядительное устройство 220кВ



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Размеры и конструкция разъединителей - РГН-220



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Полюс разъединителя РГН-220

