

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Разработка схемы подключения подстанции Промпарк к сети 220 кВ  
Приморского края

Исполнитель  
студент группы 242об-3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.А. Литус

Руководитель  
профессор, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 с., 8 рисунков, 40 таблиц, 90 формул, 3 приложения.

РЕЖИМ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЕМЛЕНИЕ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

В данной выпускной квалификационной работе был решен вопрос подключения проектируемой подстанции Промпарк к сети 220 кВ Приморского края. Были рассчитаны токи короткого замыкания на шинах данной ПС. Также были выбраны схемы РУ данной подстанции, силовые трансформаторы необходимой мощности, а также основное оборудование и релейная защита трансформаторов на ней.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение;

СН – низкое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ВЛ – воздушная линия;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ТОР – территория опережающего (социально-экономического) развития.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района проектирования электрической сети	10
1.1 Энергетика Приморского края	10
1.2 Климатические условия региона	10
1.3 Анализ существующей сети	11
2 Выбор оптимального варианта схемы подключения	13
2.1 Сравнение предложенных вариантов	14
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок	15
3 Расчет режимов электрической сети	16
3.1 Выбор сечения и марки провода ВЛ	17
3.2 Выбор силовых трансформаторов	18
3.3 Расчет нормального режима сети	20
3.4 Аварийный режим	25
4 Расчет токов короткого замыкания	28
5 Выбор и проверка электрических аппаратов	33
5.1 Выбор и проверка выключателей	34
5.2 Выбор и проверка разъединителей	39
5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	40
5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	44
5.5 Выбор и проверка токоведущих частей	46
5.6 Выбор ОПН	53
6 Защита трансформаторов и автотрансформаторов	55
7 Заземление и молниезащита подстанции Промпарк	76
7.1 Расчет заземления подстанции Промпарк	76

7.2 Расчёт молниезащиты подстанции Промпарк	79
8 Безопасность и экологичность	81
8.1 Охрана труда на ПС	81
8.2 Безопасность при строительных и грузоподъемных работах	82
8.3 Безопасность при эксплуатации установок ПС	83
8.4 Противопожарные мероприятия	84
8.5 Экологичность проекта	86
Заключение	89
Библиографический список	90
Приложение А. Выбор сечения проводов	93
Приложение Б. Выбор силовых трансформаторов	94
Приложение В. Расчет токов КЗ	95

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия в современном мире является одним из важнейших ресурсов, которые человек использует в повседневной жизни. Дальнейшее развитие почти любого современного вида деятельности уже не представляется возможным без использования электроэнергии. Поэтому в первую очередь электроэнергетика не должна стоять на месте. Все время необходимо строительство новых энергообъектов, а также тщательный контроль состояния и своевременная реконструкция и ремонт уже используемых.

Поэтому в качестве темы выпускной квалификационной работы была выбрана разработка схемы подключения одной из проектируемых в данный момент подстанций в Приморском крае.

ПС 220/110/10 кВ Промпарк – планируемая к строительству подстанция в Приморском крае. Является одной из проектируемых подстанций для обеспечения электроэнергией ТОРа «Надеждинская». Планируемое расположение для строительства – ТОР «Надеждинская», Артемовский городской округ, примерно в 18 километрах к западу от города Артем и в 22 километрах к северу от Владивостока (рис. 1).

В рамках данной работы будет выполнено решение следующих задач:

- разгрузка ВЛ 110 кВ «Шахта 7 – Западная» в связи с высокими перетоками мощности по ней;
- выбор оптимального варианта схемы подключения подстанции Промпарк;
- выбор сечений проводов для строящихся линий электропередачи;
- выбор силовых трансформаторов и основного оборудования на подстанции Промпарк.



Рисунок 1 – Географическое расположение проектируемой подстанции



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1 Энергетика Приморского края

В Приморском крае пять тепловых электростанций: Артёмовская ТЭЦ (Артём); Владивостокская ТЭЦ-1 (Владивосток); Владивостокская ТЭЦ-2 (Владивосток); Партизанская ГРЭС (Партизанск); Приморская ГРЭС (Лучегорск)

Кроме того, край получает электроэнергию из Хабаровского края и Амурской области с Хабаровской ТЭЦ-3, Зейской и Бурейской ГЭС.

В других населённых пунктах тепло для отопления многоквартирных домов и промышленных предприятий вырабатывается в котельных, работающих на буром угле и мазуте (в отдалённых от железной дороги районах, куда доставлять уголь нерентабельно).

В отдалённых сёлах Тернейского района, куда ещё не проведены линии электропередач, электроэнергия вырабатывается дизельными электростанциями.

## 1.2 Климатические условия региона

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Осень, как правило, тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность — летом обильные осадки и туман. Лето — пора тайфунов, эти тропические циклоны каждый год посещают край, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству.

Средняя годовая температура от  $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$  в северной части Сихотэ-Алиня до  $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$  на побережье Хасанского района, в Находке и её окрестностях. Средняя температура августа  $+17\dots+22\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В материковых районах температура января составляет  $-14\dots-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Самые холодные месяцы: декабрь, январь и февраль.

Самые тёплые — июнь, июль и август в континентальных районах. Осадков 550—920 мм в год.

По поступлению солнечной энергии Приморский край занимает одно из первых мест в России. В среднем в Приморье 310 солнечных дней в году при продолжительности солнечного сияния более 2000 часов.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
1	2
Район по ветровому давлению	IV
Район по гололёду	IV
Толщина стенки гололёда, мм	15
Средняя максимальная температура воздуха, °С	-21
Средняя минимальная температура воздуха, °С	+21
Число грозных часов в год, ч/год	10 – 20
Среднегодовая влажность воздуха, %	71

### 1.3 Анализ существующей сети

В проекте будут рассматриваться:

- подстанции 220 кВ: Владивосток, Аэропорт, Артемовская ТЭЦ;
- подстанции 110 кВ: Шахта 7, Западная.

На данный момент в рамках рассматриваемого участка сети требуют решения следующие проблемы:

- сильная нагрузка ВЛ «Шахта 7 – Западная»;
- сильная нагрузка подстанции «Шахта 7»;
- необходимость разработки оптимальной схемы подключения проектируемой подстанции Промпарк.

## 2 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ

В проекте рассматриваются 3 варианта схемы подключения:

1-й вариант (рис. 2) – питание ПС Промпарк по воздушной линии от ПС Владивосток; новая ВЛ «Промпарк – Западная».

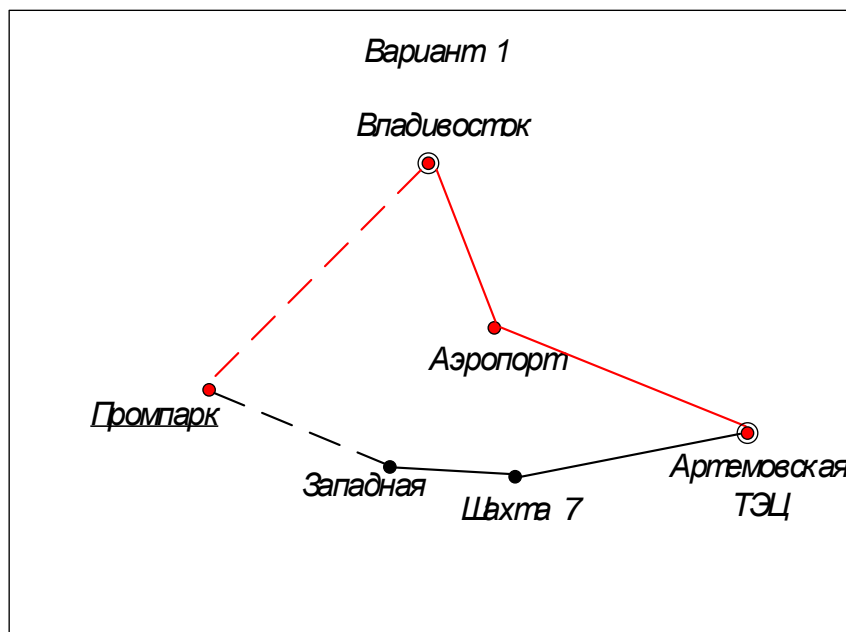


Рисунок 2 – Первый вариант схемы подключения

2-й вариант (рис. 3) – питание проектируемой подстанции по двухцепной линии электропередачи от ПС Владивосток; строительство новой ВЛ «Промпарк – Западная».

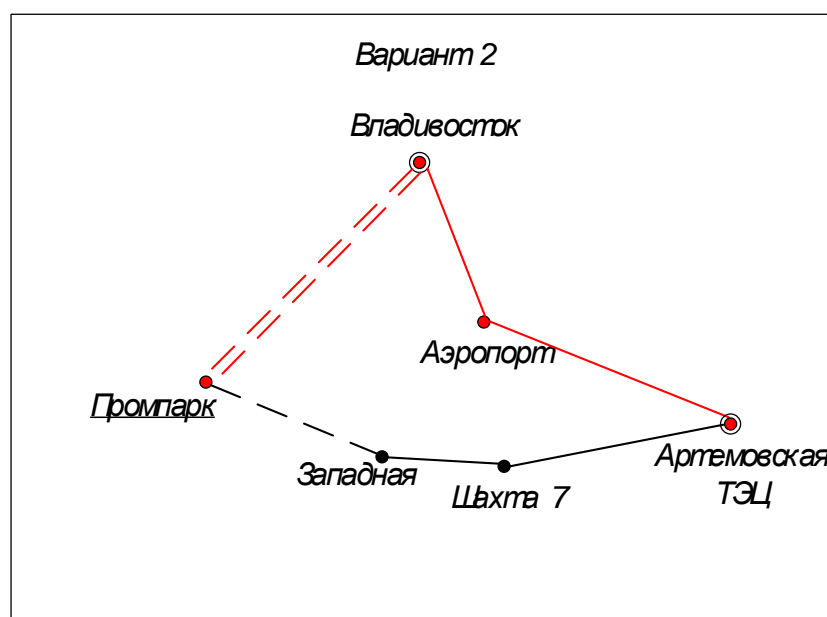


Рисунок 3 – Второй вариант схемы подключения

3-й вариант (рис. 4) – питание ПС Промпарк осуществляется от ПС Владивосток; резервирование ПС Промпарк происходит благодаря созданию кольца из 3-х подстанций: Владивосток – Аэропорт – Промпарк – Владивосток; новая ВЛ «Промпарк – Западная»

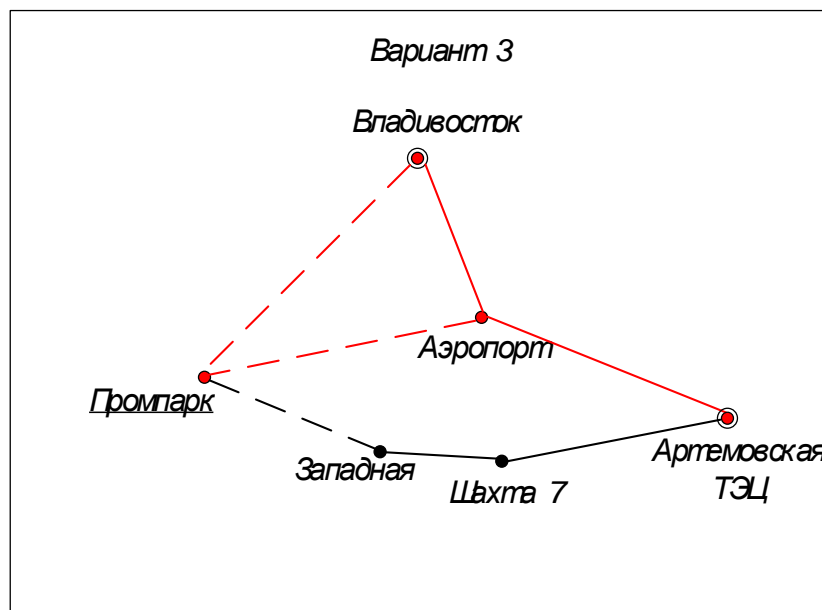


Рисунок 4 – Третий вариант схемы подключения

## 2.1 Сравнение предложенных вариантов

Сравним варианты 1 и 2. При сравнении этих вариантов схемы стоит обратить внимание на единственное их различие – количество цепей линии «Промпарк-Владивосток». При такой схеме одноцепной линии, как в варианте 1, будет не достаточно, так как необходимо резервирование подстанции Промпарк. Использование линии 110 кВ «Промпарк-Западная» в качестве резерва для подстанции с напряжениями 220/110/10 кВ недопустимо. В данном сравнении выбираем предпочтительным вариант 2.

Сравним варианты 2 и 3. Проведем их сравнение по технико-экономическим показателям – суммарная длина новых линий электропередачи и количество новых выключателей.

Для варианта 2 необходимо:

- расширение ОРУ 220 кВ подстанции Владивосток на 2 линейных ячейки (потребуется установка 2 выключателей);

– расширение ОРУ 110 кВ подстанции Западная на 1 линейную ячейку (1 выключатель)

Для варианта 3 потребуется:

– расширение ОРУ 220 кВ подстанции Владивосток на 1 линейную ячейку (1 выключатель)

– расширение ОРУ 110 кВ ПС Западная на 1 линейную ячейку (1 выключатель);

– реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Аэропорт с изменением схемы РУ на схему «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

На данный момент в схеме ОРУ 220 кВ ПС Аэропорт задействовано 4 выключателя. Для получения нужной схемы РУ потребуется 6 выключателей: 2 со стороны трансформаторов, 1 секционный выключатель, 2 выключателя для действующих ЛЭП и 1 для новой подключаемой ЛЭП. Итого с использованием 4 имеющихся выключателей потребуется еще 2 новых.

Длины ЛЭП: «Владивосток – Промпарк» - 30 км; «Промпарк – Аэропорт» - 25 км; «Промпарк – Западная» - 15 км.

Таблица 2 – Техничко-экономическое сравнение

№ варианта	Суммарная длина ЛЭП	Количество выключателей
2	45	3
3	70	4

Как мы можем наблюдать, в варианте 3 необходимо построить на 25 км больше ЛЭП и установить на 1 выключатель больше. Отсюда, сделаем вывод, что вариант 2 экономически выгоднее и примем его к дальнейшим расчетам.

## 2.2 Прогнозирование электрических нагрузок

В таблице 3 представлены спрогнозированные активные и реактивные нагрузки для подстанций, участвующих в расчете режима.

Таблица 3 – Прогнозируемые электрические нагрузки

Подстанция	$P_{прог}$ , МВА	$Q_{прог}$ , МВА
Аэропорт	16,6	8,4

## Продолжение таблицы 3

Артемовская ТЭЦ	13,8	5,5
Западная	10,8	3,7
Шахта 7	17,6	8,8

## 3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 3.1 Выбор сечения и марки провода ВЛ

Для того, чтобы выбрать марку провода для ВЛ необходимо определить расчетное значение тока по линии:

$$I_{расч} = I_{max} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i, \quad (1)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;  
 $\alpha_t$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки  $T_{max}$  и коэффициента попадания в максимум энергосистемы;

$I_{max}$  – максимальный ток, протекающий по линии.

Максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2)$$

где  $P$  – поток максимальной активной мощности, МВт;

$Q$  – поток максимальной реактивной мощности, Мвар;

$n_{ц}$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение линии, кВ.

По значению расчетного тока определяется сечение провода ВЛ.

Т.к.  $\text{tg } \varphi = 0,5$ , то  $Q = 0,5P$

Для одной цепи ЛЭП 220 кВ «Владивосток-Промпарк»:

$$P = 70 \text{ МВт}$$

$$Q = P \cdot 0,5 = 35 \text{ Мвар}$$

$$I_{max} = \frac{\sqrt{70^2 + 35^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,205 \text{ кА}$$

$$I_{расч} = 0,205 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,108 \text{ кА}$$

Экономическая плотность тока для  $T > 5000$  ч равна  $j_{эк} = 0,001 \text{ кА/мм}^2$ .

$$F = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} \quad (3)$$



$$F = \frac{0,108}{0,001} = 108 \text{ мм}^2$$

Выбираем проводов марки АС-240/32 для линии «Владивосток-Промпарк».

Для линии 110 кВ «Промпарк-Западная»:

$$P = 25 \text{ МВт}$$

$$Q = P \cdot 0,5 = 12,5 \text{ Мвар}$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{25^2 + 12,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,147 \text{ кА}$$

$$I_{\text{расч}} = 0,147 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,154 \text{ кА}$$

Экономическая плотность тока для  $T > 5000$  ч равна  $j_{\text{эк}} = 0,001 \text{ кА/мм}^2$ .

$$F = \frac{0,154}{0,001} = 154 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-185/29.

Таблица 4 – Выбор сечений проводов ЛЭП

Линия	U <sub>ном</sub> , кВ	n <sub>ц</sub>	l, км	I <sub>max</sub> , кА	I <sub>p</sub> , кА	Провод
Владивосток – Промпарк	220	2	30	0,176	0,185	АС-240/32
Промпарк – Западная	110	1	8	0,147	0,154	АС-185/29

### 3.2 Выбор силовых трансформаторов

В данном проекте ПС 220 кВ Промпарк будет выполняться с 3 РУ – ОРУ 220, ОРУ 110 и КРУ 10 кВ. Соответственно, необходима установка трехобмоточных силовых трансформаторов.

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора находится по формуле:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}} + P_{\text{СН}})^2 + (Q_{\text{НН}} + Q_{\text{СН}})^2}}{n_m \cdot K_s}, \quad (4)$$

где  $P_{\text{НН}}$  - расчетная активная нагрузка стороны низкого напряжения;

$P_{\text{СН}}$  - расчетная активная нагрузка стороны среднего напряжения;

$Q_{HH}$  - расчетная реактивная нагрузка стороны низкого напряжения;

$Q_{CH}$  - расчетная реактивная нагрузка стороны среднего напряжения;

$n_m$  - количество трансформаторов на ПС;

$K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора;

$K_3 = 0,7$  для двухтрансформаторных подстанций.

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{\sqrt{(10+25)^2 + (4+12,5)^2}}{2 \cdot 0,7} = 27,639 \text{ МВА}$$

Принимаем к установке 2 трансформатора марки ТДТН-40000/220 номинальной мощностью  $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}$

После выбора силовых трансформаторов необходимо выполнить их проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_n = \frac{\sqrt{(P_{HH} + P_{CH})^2 + (Q_{HH} + Q_{CH})^2}}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}}; \quad (5)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{\text{п.а.}} = \frac{\sqrt{(P_{HH} + P_{CH})^2 + (Q_{HH} + Q_{CH})^2}}{S_{\text{тр.ном}}}, \quad (6)$$

где  $K_n$  – коэффициент загрузки в нормальном режиме;

$K_{\text{п.а.}}$  – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

Коэффициенты загрузки трансформаторов:

$$K_n = \frac{\sqrt{40^2 + 18,5^2}}{2 \cdot 40} = 0,484;$$

Условие для нормального режима « $K_n \leq 0,75$ » выполняется.

$$K_{\text{п.а.}} = \frac{\sqrt{40^2 + 18,5^2}}{40} = 0,967;$$

Условие для послеаварийного режима « $K_{\text{п.а.}} \leq 1,4$ » также выполняется.

Выбранные трансформаторы удовлетворяют условию допустимой перегрузки.

Таблица 5 – Выбор силовых трансформаторов

Подстанция	$S_p$ , МВА	$S_n$ , МВА	Марка трансформаторов	$K_n$	$K_{п.а.}$
Промпарк	27,639	40	ТДТН-40000/220	0,484	0,967

### 3.3 Расчет нормального режима сети

В данном проекте расчеты всех режимов сети производятся с помощью программно-вычислительного комплекса RastrWin 3.

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности качественного и надёжного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме включено все необходимое оборудование для осуществления наиболее экономичной передачи электроэнергии до потребителя.

В таблицах 6 и 7 представлены основные параметры узлов и ветвей соответственно, необходимые для расчета режима.

Таблица 6 – Параметры узлов схемы замещения

Тип узла	№ узла	Название	$U_{ном.}$ кВ	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , Мвар
База	1	СН ПС Владивосток	220	21.4	10.7
Нагр	2	ВН ПС Западная	110	16.8	8.4
Нагр	3	0 ПС Западная	110		
Нагр	4	СН ПС Западная	35	7.4	3
Нагр	5	НН ПС Западная	6	3.4	0.7
Нагр	6	ВН ПС Аэропорт	220		
Нагр	7	НН ПС Аэропорт	10	16.6	8.4
Нагр	8	ВН 8Т АТЭЦ	220		
Нагр	9	0 7АТ АТЭЦ	220		
Нагр	10	СН 7АТ АТЭЦ	110	17.6	8.8
Ген	11	НН 7АТ АТЭЦ (ген)	10		
Ген	12	НН 8Т АТЭЦ (ген)	10		
Ген	13	НН 5-6Т АТЭЦ (ген)	6		
Нагр	14	0 2-4Т АТЭЦ	110		
Нагр	15	СН 2-4Т АТЭЦ	35	13.8	5.5
Нагр	16	НН 2-4Т АТЭЦ	6		
Нагр	17	ВН ПС Шахта 7	110		
Нагр	18	НН Т1 ПС Шахта 7	6	8.4	4.2
Нагр	19	НН Т2 ПС Шахта 7	6	9.2	4.6

Нагр	20	АС-120/М-70	110		
Нагр	21	ВН Т1 ПС Промпарк	220		
Нагр	22	0 Т1 ПС Промпарк	220		
Нагр	23	СН Т1 ПС Промпарк	110	12.5	6.2
Нагр	24	НН Т1 ПС Промпарк	10	7.5	3
Нагр	25	0 Т2 ПС Промпарк	220		
Нагр	26	ВН 7АТ АТЭЦ	220	21.9	10.9
Нагр	27	ВН 2-4Т АТЭЦ	110		
Нагр	28	ВН 5-6Т АТЭЦ	110		
Нагр	29	ВН Т2 ПС Промпарк	220		
Нагр	30	СН Т2 ПС Промпарк	110	12.5	6.2
Нагр	31	НН Т2 ПС Промпарк	10	7.5	3

Таблица 7 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, Ом	G, Ом	Kт/г
Тр-р	2	3	ВН ПС Западная - 0 ПС Западная	0.4	17.75	7.1	39.7	1
Тр-р	3	4	0 ПС Западная - СН ПС Западная	0.4				0.31
Тр-р	3	5	0 ПС Западная - НН ПС Западная	0.4	11.15			0.054
ЛЭП	1	6	СН ПС Владивосток - ВН ПС Аэропорт	0.75	4.2	27	1.4	
Тр-р	6	7	ВН ПС Аэропорт - НН ПС Аэропорт	2.8	79.35	2.1	14.9	0.045
ЛЭП	6	8	ВН ПС Аэропорт - ВН 8Т АТЭЦ	1.43	8	51.4	2.7	
Тр-р	26	9	ВН 7АТ АТЭЦ - 0 7АТ АТЭЦ	0.15	15.2	5.2	41.3	1
Тр-р	9	10	0 7АТ АТЭЦ - СН 7АТ АТЭЦ	0.15				0.5
Тр-р	9	11	0 7АТ АТЭЦ - НН 7АТ АТЭЦ (ген)	0.3	108.4			0.045
Тр-р	8	12	ВН 8Т АТЭЦ - НН 8Т АТЭЦ (ген)	1.4	51.5	2.8	12.9	0.045
Тр-р	28	13	ВН 5-6Т АТЭЦ - НН 5-6Т АТЭЦ (ген)	0.18	6.15	19.8	113.6	0.054
Тр-р	27	14	ВН 2-4Т АТЭЦ - 0 2-4Т АТЭЦ	0.27	11.83	10.7	59.5	1
Тр-р	14	15	0 2-4Т АТЭЦ - СН 2-4Т АТЭЦ	0.27				0.318
Тр-р	14	16	0 2-4Т АТЭЦ - НН 2-4Т АТЭЦ					0.054

Продолжение таблицы 7

ЛЭП	10	17	СН 7АТ АТЭЦ - ВН ПС Шахта 7	3.92	4.9			
Тр-р	17	18	ВН ПС Шахта 7 - НН Т1 ПС Шахта 7	7.95	139	1.2	5.8	0.054
Тр-р	17	19	ВН ПС Шахта 7 - НН Т2 ПС Шахта 7	4.38	86.7	1.6	9.3	0.054
Выкл	18	19	НН Т1 ПС Шахта 7 - НН Т2 ПС Шахта 7					
ЛЭП	17	20	ВН ПС Шахта 7 - АС- 120/М-70	0.15	0.26	1.6		
ЛЭП	20	2	АС-120/М-70 - ВН ПС Западная	1.51	1.89			
Тр-р	21	22	ВН Т1 ПС Промпарк - 0 Т1 ПС Промпарк	3.6	165	1.1	9.1	1
Тр-р	22	23	0 Т1 ПС Промпарк - СН Т1 ПС Промпарк	3.6				0.5
Тр-р	22	24	0 Т1 ПС Промпарк - НН Т1 ПС Промпарк	3.6	125			0.045
Тр-р	29	25	ВН Т2 ПС Промпарк - 0 Т2 ПС Промпарк	3.6	165	1.1	9.1	1
Тр-р	25	30	0 Т2 ПС Промпарк - СН Т2 ПС Промпарк	3.6				0.5
Тр-р	25	31	0 Т2 ПС Промпарк - НН Т2 ПС Промпарк	3.6	125			0.045
ЛЭП	1	21	СН ПС Владивосток - ВН Т1 ПС Промпарк	3.63	13.05	78	4.2	
ЛЭП	30	2	СН Т2 ПС Промпарк - ВН ПС Западная	1				
Выкл	8	26	ВН 8Т АТЭЦ - ВН 7АТ АТЭЦ					
Выкл	27	10	ВН 2-4Т АТЭЦ - СН 7АТ АТЭЦ					
Выкл	28	10	ВН 5-6Т АТЭЦ - СН 7АТ АТЭЦ					
Выкл	30	23	СН Т2 ПС Промпарк - СН Т1 ПС Промпарк					
Выкл	21	29	ВН Т1 ПС Промпарк - ВН Т2 ПС Промпарк					
ЛЭП	1	29	СН ПС Владивосток - ВН Т2 ПС Промпарк	3.63	13.05	78	4.2	
Выкл	24	31	НН Т1 ПС Промпарк - НН Т2 ПС Промпарк					

На рисунке 5 представлена схема рассматриваемого участка сети, смоделированная при помощи ПК RastrWin 3.

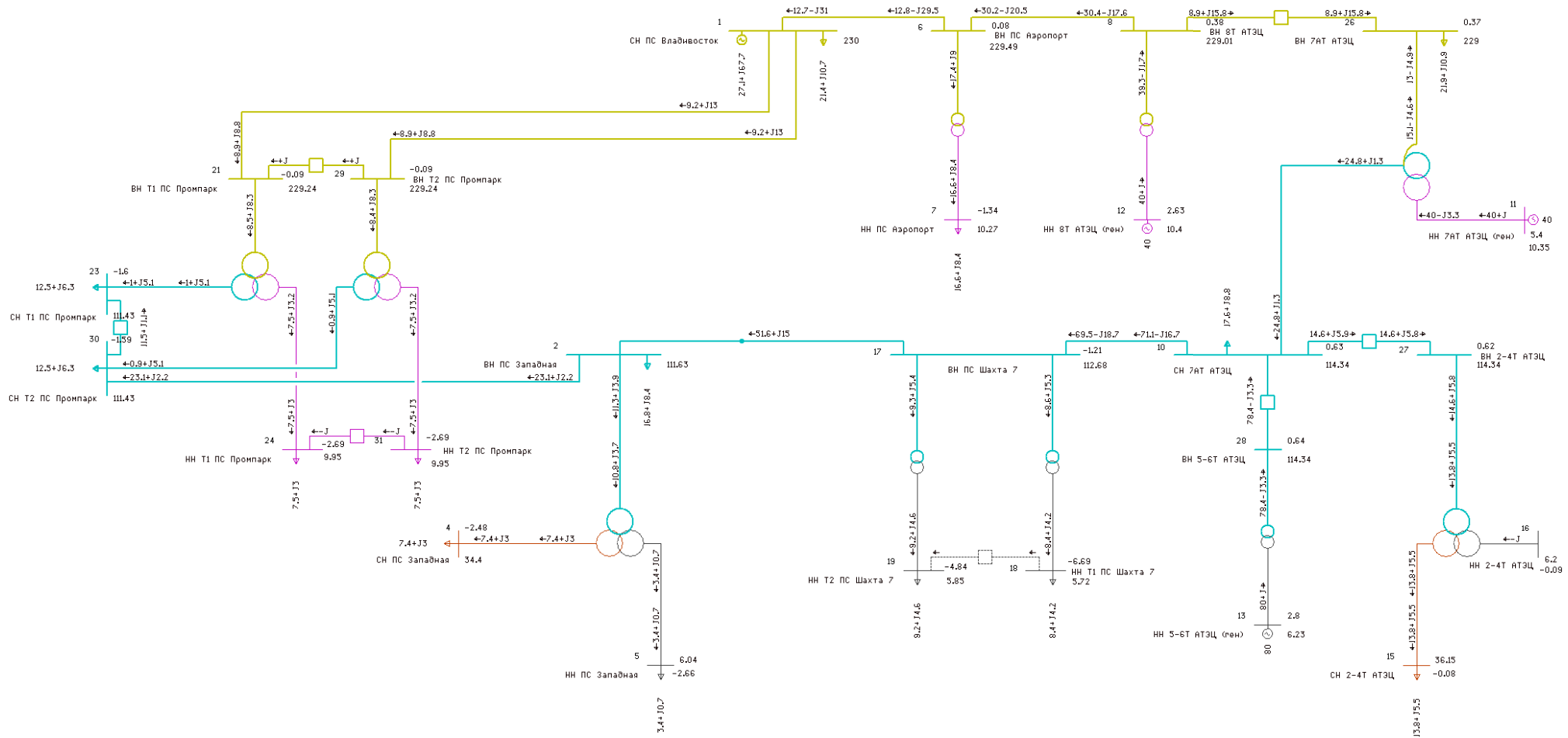


Рисунок 5 – Схема электрической сети в нормальном режиме работы

В результате расчета нормального режима электрической сети были получены значения напряжений, представленные в таблице 8. Известно, что в нормальном режиме отклонение фактического напряжения от номинального не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Таблица 8 – Отклонения напряжений в узлах в нормальном режиме

№ узла	Название узла	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>факт</sub> , кВ	Отклонение напряжения, %
1	СН ПС Владивосток	220	230	4.55
2	ВН ПС Западная	110	111.63	1.49
3	0 ПС Западная	110	111	0.91
4	СН ПС Западная	35	34.4	-1.71
5	НН ПС Западная	6	6.04	0.75
6	ВН ПС Аэропорт	220	229.49	4.31
7	НН ПС Аэропорт	10	10.27	2.72
8	ВН 8Т АТЭЦ	220	229.01	4.1
9	0 7АТ АТЭЦ	220	228.7	3.96
10	СН 7АТ АТЭЦ	110	114.34	3.95
11	НН 7АТ АТЭЦ (ген)	10	10.35	3.5
12	НН 8Т АТЭЦ (ген)	10	10.4	4
13	НН 5-6Т АТЭЦ (ген)	6	6.23	3.9
14	0 2-4Т АТЭЦ	110	113.73	3.39
15	СН 2-4Т АТЭЦ	35	36.15	3.3
16	НН 2-4Т АТЭЦ	6	6.2	3.3
17	ВН ПС Шахта 7	110	112.68	2.44
18	НН Т1 ПС Шахта 7	6	5.72	-4.6
19	НН Т2 ПС Шахта 7	6	5.85	-2.42
20	АС-120/М-70	110	112.58	2.34
21	ВН Т1 ПС Промпарк	220	229.24	4.2
22	0 Т1 ПС Промпарк	220	222.87	1.3
23	СН Т1 ПС Промпарк	110	111.43	1.3
24	НН Т1 ПС Промпарк	10	9.95	-0.54
25	0 Т2 ПС Промпарк	220	222.87	1.3
26	ВН 7АТ АТЭЦ	220	229	4.09
27	ВН 2-4Т АТЭЦ	110	114.34	3.95
28	ВН 5-6Т АТЭЦ	110	114.34	3.95
29	ВН Т2 ПС Промпарк	220	229.24	4.2
30	СН Т2 ПС Промпарк	110	111.43	1.3
31	НН Т2 ПС Промпарк	10	9.95	-0.54

Таблица 9 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме работы

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно- допустимый ток, А	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	6	АС-400/64	860	84	81
6	8	АС-400/64	860	92	88
17	20	АС-120/19	390	275	275
20	2	М-70	342	275	275
1	21	АС-240/32	605	40	32
30	2	АС-185/29	510	120	120
1	29	АС-240/32	605	40	32

В нормальном режиме токи во всех линиях не превышают длительно-допустимых.

### 3.4 Аварийный режим

Для моделирования аварийного режима необходимо отключить одну цепь двухцепной линии «Владивосток – Промпарк», чтобы проверить сможет ли одна цепь выдержать двойную нагрузку в случае аварии. Для аварийного режима все остальные действия аналогичны расчету нормального режима.

Таблица 10 – Отклонения напряжений в узлах в аварийном режиме

№ узла	Название узла	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>факт</sub> , кВ	Отклонение напряжения, %
1	СН ПС Владивосток	220	230	4.55
2	ВН ПС Западная	110	108.42	-1.44
3	0 ПС Западная	110	107.76	-2.03



4	СН ПС Западная	35	33.4	-4.58
5	НН ПС Западная	6	5.87	-2.19
6	ВН ПС Аэропорт	220	228.9	4.04
7	НН ПС Аэропорт	10	10.25	2.45
8	ВН 8Т АТЭЦ	220	227.3	3.32
9	0 7АТ АТЭЦ	220	224.85	2.21
10	СН 7АТ АТЭЦ	110	112.42	2.2
11	НН 7АТ АТЭЦ (ген)	10	10.17	1.73
12	НН 8Т АТЭЦ (ген)	10	10.32	3.22
13	НН 5-6Т АТЭЦ (ген)	6	6.13	2.15
14	0 2-4Т АТЭЦ	110	111.79	1.63
15	СН 2-4Т АТЭЦ	35	35.54	1.54
16	НН 2-4Т АТЭЦ	6	6.09	1.54
17	ВН ПС Шахта 7	110	109.26	-0.67
18	НН Т1 ПС Шахта 7	6	5.52	-7.92
19	НН Т2 ПС Шахта 7	6	5.66	-5.64
20	АС-120/М-70	110	109.19	-0.74
21	ВН Т1 ПС Промпарк	220	227.83	3.56
22	0 Т1 ПС Промпарк	220	216.37	-1.65
23	СН Т1 ПС Промпарк	110	108.19	-1.65
24	НН Т1 ПС Промпарк	10	9.65	-3.5
25	0 Т2 ПС Промпарк	220	216.36	-1.65
26	ВН 7АТ АТЭЦ	220	227.26	3.3
27	ВН 2-4Т АТЭЦ	110	112.42	2.2
28	ВН 5-6Т АТЭЦ	110	112.42	2.2
29	ВН Т2 ПС Промпарк	220	227.81	3.55
30	СН Т2 ПС Промпарк	110	108.18	-1.65
31	НН Т2 ПС Промпарк	10	9.65	-3.5

Отклонение фактического значения напряжения от номинального в аварийном режиме не должно превышать  $\pm 10\%$ . Все отклонения напряжения в рассчитанном режиме удовлетворяют данному условию.

Таблица 11 – Загрузка ЛЭП в аварийном режиме работы

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода	Длительно- допустимый ток, А	Ток начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А
1	6	АС-400/64	860	160	157
6	8	АС-400/64	860	149	143
17	20	АС-120/19	390	284	284
20	2	М-70	342	285	285
1	21	АС-240/32	605	99	89
30	2	АС-185/29	510	148	148

В аварийном режиме токи во всех линиях также не превышают значения длительно-допустимых токов.

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выполним расчет токов КЗ для проектируемой подстанции Промпарк. В качестве расчетных точек короткого замыкания были выбраны шины ВН, шины СН и шины НН данной подстанции.

Реактивное сопротивление прямой последовательности генератора находится по формуле:

$$X_{\Sigma}'' = X_d'' \frac{S}{P_H} \cos \varphi_H \quad (7)$$

$$X_d'' = 19,1$$

Реактивное сопротивление нулевой последовательности находится по формуле:

$$X_0 = X_L \cdot k_0, \quad (8)$$

где  $X_L$  – реактивное сопротивление линии

$k_0$  – среднее значение отношения индуктивного сопротивления нулевой последовательности к индуктивному сопротивлению прямой последовательности

Значение  $k_0$  для одноцепных линий со стальными заземлёнными тросами равняется 3 [15]. Для трансформаторов сопротивление нулевой последовательности остаётся неизменным и равно индуктивному сопротивлению ветви трансформатора.

В данном ПВК для обозначения глухозаземленной и эффективно-заземленной нейтрали в таблице «Узлы/Несим/ИД» используется значение «зак», а для обозначения изолированной – «У».

Ниже приведены таблицы исходных данных из ПВК RastrWin 3: «Узлы/Несим/ИД» и «Ветви/Несим/ИД».

Таблица 12 – Исходные данные узлов для расчета ТКЗ

№ узла	Название узла	Тип нейтрали	Номинальное напряжение
1	СН ПС Владивосток	у	220
2	ВН ПС Западная	зак	110
3	0 ПС Западная	зак	110
4	СН ПС Западная	у	35
5	НН ПС Западная	у	6
6	ВН ПС Аэропорт	у	220
7	НН ПС Аэропорт	у	10
8	ВН 8Т АТЭЦ	зак	220
9	0 7АТ АТЭЦ	зак	220
10	СН 7АТ АТЭЦ	у	110
11	НН 7АТ АТЭЦ (ген)	у	10
12	НН 8Т АТЭЦ (ген)	у	10
13	НН 5-6Т АТЭЦ (ген)	у	6
14	0 2-4Т АТЭЦ	зак	110
15	СН 2-4Т АТЭЦ	у	35
16	НН 2-4Т АТЭЦ	у	6
17	ВН ПС Шахта 7	у	110
18	НН Т1 ПС Шахта 7	у	6
19	НН Т2 ПС Шахта 7	у	6
20	АС-120/М-70	зак	110
21	ВН Т1 ПС Промпарк	зак	220
22	0 Т1 ПС Промпарк	зак	220
23	СН Т1 ПС Промпарк	у	110
24	НН Т1 ПС Промпарк	у	10
25	0 Т2 ПС Промпарк	зак	220
26	ВН 7АТ АТЭЦ	зак	220
27	ВН 2-4Т АТЭЦ	зак	110
28	ВН 5-6Т АТЭЦ	зак	110
29	ВН Т2 ПС Промпарк	зак	220
30	СН Т2 ПС Промпарк	у	110
31	НН Т2 ПС Промпарк	у	10

Таблица 13 – Исходные данные ветвей для расчета ТКЗ

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	X, Ом	X <sub>0</sub> , Ом	Kт/г
Гр-р	2	3	17.75	17.75	1
Гр-р	3	4			0.31
Гр-р	3	5	11.15	11.15	0.054
ЛЭП	1	6	4.2	12.6	
Гр-р	6	7	79.35	79.35	0.045

ЛЭП	6	8	8	24	
Тр-р	26	9	15.2	15.2	1
Тр-р	9	10			0.5
Тр-р	9	11	108.4	108.4	0.045
Тр-р	8	12	51.5	51.5	0.045
Тр-р	28	13	6.15	6.15	0.054
Тр-р	27	14	11.83	11.83	1
Тр-р	14	15			0.318
Тр-р	14	16			0.054
ЛЭП	10	17	4.9	14.7	
Тр-р	17	18	139	139	0.054
Тр-р	17	19	86.7	86.7	0.054
Выкл	18	19			
ЛЭП	17	20	0.26	0.78	
ЛЭП	20	2	1.89	5.67	
Тр-р	21	22	165	165	1
Тр-р	22	23			0.5
Тр-р	22	24	125	125	0.045
Тр-р	29	25	165	165	1
Тр-р	25	30			0.5
Тр-р	25	31	125	125	0.045
ЛЭП	1	21	13.05	39.15	
ЛЭП	30	2	2.89	8.673	
Выкл	8	26			
Выкл	27	10			
Выкл	28	10			
Выкл	30	23			
Выкл	21	29			
ЛЭП	1	29	13.05	39.15	
Выкл	24	31			

Далее представлен расчет токов КЗ для силовых трансформаторов подстанции Промпарк с помощью модуля ТКЗ программно-вычислительного комплекса RastrWin 3.

Проведем подробный расчет на примере узла 21. Значение периодической составляющей тока КЗ для узла 21 составляет  $I_n = 4,1988$  кА. Найдем апериодическую составляющую тока КЗ по формуле:

$$I_{an} = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot e^{-\frac{T_{об}}{T_a}}, \quad (9)$$

где  $I_{по}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА;

$T_{об}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (примем  $T_{об} = 0,06$  с);

$T_a$  – постоянная времени (примем  $T_a = 0,2$  с).

$$I_{an} = \sqrt{2} \cdot 4,1988 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,2}} = 0,296 \text{ кА.}$$

Теперь найдем значение ударного тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{an} = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}); \quad (10)$$

$$I_{an} = \sqrt{2} \cdot 4,1988 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,2}}) = 9,54 \text{ кА.}$$

Расчет для других узлов аналогичен. Подробный расчет всех узлов с помощью программы Mathcad 15 представлен в приложении Г. Результаты расчетов сведены в таблицу 13.

Таблица 14 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Расчётный узел КЗ	Вид КЗ	Ипп, кА	Иап, кА	Иуд, кА	Юп, кА	Ю, кА
21	Трёхфазное	4.1988	4.399	11.586	-	-
	Двухфазное	2.0994	2.199	5.793	2.0994	-
	Однофазное	2.0994	2.199	5.793	2.0994	2.0994
	Двукратное на землю	4.1988	4.399	11.586	-	4.1988
23	Трёхфазное	3.9748	4.164	10.968	-	-
	Двухфазное	1.9874	2.082	5.484	1.9874	-
	Однофазное	1.9873	2.082	5.484	1.9873	1.9873
	Двукратное на землю	3.9744	4.164	10.967	0.0004	-3.9740
24	Трёхфазное	22.7432	23.827	62.759	-	-
	Двухфазное	11.3716	11.914	31.379	11.3716	-
	Однофазное	9.1615	9.598	25.281	9.1615	9.1615
	Двукратное на землю	17.1498	17.967	47.324	5.6031	11.5657

## Продолжение таблицы 14

29	Трёхфазное	4.1988	4.399	11.586	-	-
	Двухфазное	2.0994	2.199	5.793	2.0994	-
	Однофазное	2.0994	2.199	5.793	2.0994	2.0994
	Двукратное на землю	4.1988	4.399	11.856	-	4.1988
30	Трёхфазное	3.9751	4.165	10.969	-	-
	Двухфазное	1.9875	2.082	5.484	1.9875	-
	Однофазное	1.9874	2.082	5.484	1.9874	1.9874
	Двукратное на землю	3.9747	4.164	10.968	0.0004	3.9743
31	Трёхфазное	22.7432	23.827	62.759	-	-
	Двухфазное	11.3716	11.914	31.379	11.3716	-
	Однофазное	9.1615	9.598	25.281	9.1615	9.1615
	Двукратное на землю	17.1498	17.967	47.324	5.6031	11.5657

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В этой части проекта будет произведен выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- силовых кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами.

Рассчитаем время отключения выключателей, учитывая степень селективности:

$$t_{\text{откл}} = T_a + t_{\text{откл.выкл}} + \Delta t, \quad (11)$$

где  $T_a$  – постоянная затухания;

$t_{\text{откл.выкл}}$  – собственное время отключения выключателя;

$\Delta t$  – степень селективности.



Таблица 15 - Время отключения выключателей

№ выключателя	$\Delta t, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	$t_{\text{откл.выкл}}, \text{ с}$	$t_{\text{откл}}, \text{ с}$
ОРУ 220 кВ				
1	3	0,03	0,055	3,085
2	2,5	0,03	0,055	2,585
3	2	0,03	0,055	2,085
ОРУ 110 кВ				
4	2	0,02	0,07	2,14
5	1,5	0,02	0,07	1,64
6	1	0,02	0,07	1,09
КРУ 10кВ				
7	1,5	0,01	0,03	1,54
8	1	0,01	0,03	1,04
9	0,5	0,01	0,03	0,54

### 5.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Выбор выключателей №1, №2 и №3:

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 110 кВ:

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{k1} = I_{k3}^2 \cdot t_{\text{откл}}; \quad (12)$$

$$B_{к1} = 3,212^2 \cdot (3,085) = 31,83 \text{ MA}^2\text{c}$$

Таблица 16 – Выключатель ВГТ-220-40/2500УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max1} = 160 \text{ A}$ $I_{max2} = 160 \text{ A}$ $I_{max3} = 160 \text{ A}$	$I_{ном} = 2500 \text{ A}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п0} = 2,61 \text{кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{вкл}$
$i_y = 8,09 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 102 \text{ кА}$	$I_{п0} < i_{пр.с.}$
$i_{ат} = 0,393 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 40 \text{кА}$	$I_{п0} < I_{откл.н}$
$i_{аном} = 25,456 \text{ кА}$	$I_{пр.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$B_{к1} = 31,83 \text{ MA}^2\text{c}$ $B_{к2} = 2,4 \text{ MA}^2\text{c}$ $B_{к3} = 4110 \text{ MA}^2\text{c}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800$	$B_{к} < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель ВГТ-220-40/2500УХЛ1 (Выключатель элегазовый трехполюсный наружной установки со встроенными трансформаторами тока) предназначен для коммутации электрических цепей переменного тока в нормальных и аварийных режимах в условиях умеренного и холодного климата. Привод пружинный ППрК. Диапазон рабочих температур от -55 до +55 °С.

Выбор выключателей наружной установки ОРУ 110 кВ, №4, №5 и №6:

Таблица 17 – Выключатель ВГТ-110-12,5/630У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max4} = 236 \text{ A}$ $I_{max5} = 110 \text{ A}$ $I_{max6} = 59 \text{ A}$	$I_{ном} = 2500 \text{ A}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п0} = 4,864 \text{кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{вкл}$

$i_y = 5,88 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < i_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{ат}} = 1,342 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{откл.н}}$
$i_{\text{аном}} = 18,102 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}$
$B_{\text{к4}} = 19,401 \text{ МА}^2\text{с}$ $B_{\text{к5}} = 14,76 \text{ МА}^2\text{с}$ $B_{\text{к6}} = 10,49 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}} = 4800$	$B_{\text{к}} < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

На низкой стороне выбираем КРУ серии TEL выкатного типа. Модуль КРУ – это минимальная совокупность оборудования, установленного в шкафу и выполняющие определённые функции. Модули, состыковываются друг с другом, формируют сборные шины в пределах шкафа КРУ. В помещении распределительного пункта осуществляется стыковка шкафов КРУ.

Выбор выключателей №7:

Таблица 18 – Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У3

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{max7}} = 560 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{п0}} = 10,343 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вкл}}$
$i_y = 67,112 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < i_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{ат}} = 0,038 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{откл.н}}$
$i_{\text{аном}} = 11,314 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с.}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}$
$B_{\text{к7}} = 1389,75 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}} = 3969$	$B_{\text{к}} < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

Выбор выключателей №8 и №9:

Таблица 19 – Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У3

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$

$I_{max8} = 390 A$ $I_{max9} = 78 A$	$I_{НОМ} = 630 A$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{п0} = 10,343 кА$	$I_{вкл} = 12,5 кА$	$I_{п0} < I_{вкл}$
$i_y = 82,59 кА$	$i_{пр.с.} = 52 кА$	$I_{п0} < i_{пр.с.}$
$i_{ат} = 0,038 кА$	$I_{откл.н} = 12,5 кА$	$I_{п0} < I_{откл.н}$
$i_{аном} = 11,314 кА$	$I_{пр.с.} = 52 кА$	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$B_{к8} = 950,3 MA^2c$ $B_{к9} = 510,7 MA^2c$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 3969$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У3 (вакуумный) предназначен для работы в КРУ внутренней и наружной установки класса напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью. Выключатель снабжен пофазным электромагнитным приводом с “магнитной защелкой”. Диапазон рабочих температур от -25 до +50 °С.

Таблица 20 – Технические характеристики КРУ/TEL

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток сборных шин, А	400
Номинальный ток главных цепей, А	400
Номинальный ток отключения выключателя, кА	16
Ток электродинамической стойкости, кА	41
Ток термической стойкости, кА	16
Время протекания тока термической стойкости:	
для главной цепи	3
для цепей замыкания	1

Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	До 220
Допустимое отклонение напряжения вспомогательных цепей	-15.. +10 %

На отходящие линии и вводы выбираем *Модуль №1*.

*Модуль №9* – модуль содержащий трансформатор напряжения и ОПН.

*Модуль №6 и 7* – модуль секционного выключателя и модуль секционного разъединителя.

*Модуль №9* – модуль для трансформатора собственных нужд.

Выкатные элементы (ВЭ) предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах в шкафах комплексных распределительных устройств.

ВЭ предназначен для использования в шкафах КРУ серий К – 59, К – 104, КМ – 1М и другие. Выбираем серию К – 59.

Таблица 21 – Технические характеристики ВЭ серии ВЭ/TEL

Наименование параметра	ВЭ/TEL-10-20/100	ВЭ/TEL-10-20/1000
Применяемый тип выключателя	ВЭ/TEL-10-20/1000	ВЭ/TEL-10-20/1000
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Наибольшее напряжение, кВ	12	12
Номинальный ток, А	1000	1000
Коммутационный ресурс, ВО		
При $I_{ном}$	50000	50000
При $I_{ном.откл.}$	100	100
Габаритные размеры, мм		
Высота	1158	1158
Ширина	640	640
Глубина	626	626

Устройство ВЭ:

- сборная металлоконструкция;
- узел фиксации ВЭ;
- узел электромеханической блокировки и ручного отключения ВВ;
- узел дополнительной фиксации;
- устройство для заземления;
- ошиновка главной цепи с розеточными контактами;
- жгуты вторичных цепей;
- вакуумный выключатель;
- блок управления.

## 5.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

РУ 110 кВ:

Таблица 22 – Разъединитель РНГ-220/1000-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max1} = 160 \text{ А}$ $I_{max2} = 160 \text{ А}$ $I_{max3} = 160 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_y = 8,09 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y < i_{пр.с}$

$B_{к1} = 31,83 \text{ MA}^2\text{c}$ $B_{к2} = 17,609 \text{ MA}^2\text{c}$ $B_{к3} = 14,203 \text{ MA}^2\text{c}$	$I_{\text{TH}}^2 t_{\text{TH}} = 31,5^2 \cdot 6,5 = 6400 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_{к} < I_{\text{TH}}^2 t_{\text{TH}}$
---	--	---

Таблица 23 – Разъединитель РГ2-110/1000 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{max1}} = 160 \text{ A}$ $I_{\text{max2}} = 160 \text{ A}$ $I_{\text{max3}} = 160 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$
$i_{\text{y}} = 6,337 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{пр.с}}$
$B_{к1} = 31,83 \text{ MA}^2\text{c}$ $B_{к2} = 17,609 \text{ MA}^2\text{c}$ $B_{к3} = 14,203 \text{ MA}^2\text{c}$	$I_{\text{TH}}^2 t_{\text{TH}} = 31,5^2 \cdot 6,5 = 6400 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_{к} < I_{\text{TH}}^2 t_{\text{TH}}$

Разъединители укомплектованы приводом с электродвигателем на постоянном токе (ПД-14П УХЛ1).

### 5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

- при  $U_H \geq 220$  кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при  $U_H \leq 110$  кВ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ОРУ 110 кВ:

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Таблица 24 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_H$ , кВ	$l$ , м
220	75-100
110	60-75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}; \quad (13)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом};$$

Таблица 25 – трансформатор тока ТФЗМ 110Б – I

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 220$ кВ	$U_{\text{ном}} = 220$ кВ	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$



$I_{\text{раб}} = 204 \text{ А}$	$I_{1\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} < I_{1\text{НОМ}}$
	$I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,2	
$Z_{2\text{р}} = 0,868 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{р}} < Z_{2\text{НОМ}}$
$i_y = 6,337 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. н.}} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{\text{дин. н.}}$
$ВК = 123,89 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}} = 39,2^2 \cdot 3 = 4610$	$ВК < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать  $Z_2 = r_2$ .

$$Z_{2\text{р}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (14)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}; \quad (15)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом};$$

Для определения  $S_{\text{приб}}$  составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

Таблица 26 – Приборы, подключаемые к ТФЗМ 110Б-1

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	1,5	0,5
Ваттметр	Д-345	1,5	0,5
Варметр	Д-345	2,5	0,5
Итого:			1,5

$$Z_{2\text{р}} = 0.06 + 0.708 + 0.1 = 0.868 \text{ Ом};$$

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

ОРУ 110 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$Z_{2p} = 0,1 + 0,53 + 0,1 = 0,73 \text{ Ом};$$

Таблица 27 – Приборы, подключаемые к ТВ- 110Ш-1500/5 У2

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	1,5	0,5
Ваттметр	Д-345	1,5	0,5
Варметр	Д-345	2,5	0,5
Итого:			1,5

Таблица 28 – Трансформатор тока ТВ- 110Ш-1500/5 У2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб}} = 178 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 750 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} < I_{1\text{ном}}$
	$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 0,73 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2\text{ном}}$
$i_y = 11,068 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. н.}} = 212 \text{ кА}$	$i_y < I_{\text{дин. н.}}$
$B_k = 59,32 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}} = 39,2^2 \cdot 3 = 4610$	$B_k < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

КРУ 10 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,071 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$Z_{2p} = 0,071 + 0,26 + 0,1 = 0,431 \text{ Ом};$$

Таблица 29 – Приборы, подключаемые к ТОЛ-6-1

Прибор	Тип	Класс Точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	1,5	0,5
Ваттметр	Д-345	1,5	0,5
Варметр	Д-345	2,5	0,5
Итого:			1,5

Таблица 30 – Трансформатор тока ТОЛ-10-1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 746 \text{ А}$	$I_{1ном} = 800 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,431 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 35,96 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 18,64 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 20^2 \cdot 3 = 1200$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

#### 5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

ОРУ 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220кВ.

Устанавливаем электронные счетчики ДЕЛЬТА.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

ПРИБОР	Тип	S одной обмотки, МВА	Число обмоток	Число приборов	S приборов, МВА
Ваттметр	Д335	1,5	2	3	9
Варметр	Д335	1,5	2	3	9
Вольтметр	Э335	2	1	3	6
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	10
Счётчик активной энергии	DAN 14 04	8	2	3	48
Счётчик реактивной энергии	DRN 14 04	8	2	3	32
Итого					140

В РУ 220 кВ устанавливаем ТН СРА 123. Трансформатор напряжения СРА – емкостной трансформатор напряжения серии СР. Трансформатор предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также обеспечения высокочастотной связи (на частотах от 30 кГц до 500 кГц) в электрических системах переменного тока частотой 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 110-750 кВ.

Таблица 32 – Трансформатор напряжения СРА 123

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 140 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка ТН на СН

ПРИБОР	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Ваттметр	Д335	1,5	2	3	9
Варметр	Д335	1,5	2	3	9
Вольтметр	Э335	2	1	3	6
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	10
Счётчик активной энергии	DAN 14 04	8	2	3	48
Счётчик реактивной энергии	DRN 14 04	8	2	3	32
Итого					140

В КРУ 10 кВ устанавливаем ТН НОМ-10-УХЛ2

Таблица 34 – Трансформатор напряжения НОМ-10-УХЛ2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	Класс точности 1	
$S_{2p} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 630 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

### 5.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток находится по формуле:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (16)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173 \text{ кА}$$

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АО:  
(5×30)мм,  $S = 150 \text{ мм}^2$ .

$$I_{\text{ДОП}} = 475 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ:

$$I_{\text{ПО}} = 10,343; T_a = 0,001; i_{\text{уд}} = 82,59$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot t, \quad (17)$$

$$B_K = 10,343^2 \cdot 1,54 = 164,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{МИН}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (18)$$

$$q_{\text{МИН}} = \frac{\sqrt{164,75}}{0,091} = 141 \text{ мм}^2;$$

где  $C$  примем равным 0,091;

$$q_{\text{МИН}} < S.$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве

практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Момент сопротивления вертикально стоящих жестких шин определяется по формуле:

$$J = \frac{h^2 \cdot b}{6}, \quad (19)$$

$$J = \frac{0,5^2 \cdot 3}{6} = 0,125 \text{ см};$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}}; \quad (20)$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,125}{2 \cdot 1,5}} = 0,177 \text{ м};$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 0,177 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a_3}, \quad (21)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20039^2}{1} = 69,552 \text{ Н/м};$$

где  $a_3$  – расстояние между фазами.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ( $\sigma_{дон}$  для материала шины марки АО = 82 МПа), определим это напряжение:

Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} < \sigma_{дон}$ :

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{6 \cdot J}, \quad (22)$$

$$J_{\phi} = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (23)$$

$$J_{\phi} = \frac{0.5 \cdot 3^2}{6} = 0.75;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{69,552 \cdot 1^2}{6 \cdot 0.75} = 15,456 \text{ МПа}.$$

Напряжение не превышает значения  $\sigma_{доп} = 82$  МПа, следовательно, шины механически прочны.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминиевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

а) по экономической плотности тока:

$$j = \frac{T}{S}, \quad (24)$$

б) по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах}$$

в) по термическому действию тока КЗ:

$$\theta_K \leq \theta_{Кдоп} \text{ или } q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (25)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение провода,

$C$  – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = \text{const}, \quad (26)$$

можно принять:

- для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ;
- для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$ ;
- для стальных шин –  $C = 70$ ;
- $A$  – абсциссы зависимости  $Q = f(j; t; \text{материал шин})$ ,
- $Q$  – температура нагрева шин,



–  $t$  – время протекания процесса нагрева;

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ А для напряжения 110 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}; \quad (27)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины -  $Q_{к.доп} = 300$  °С;
- голые алюминиевые шины -  $Q_{к.доп} = 200$  °С;
- голые стальные шины -  $Q_{к.доп} = 400$  °С;

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 165,33 А.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 240, допустимый ток которых  $I_{доп} = 610 \text{ А}$ , диаметр провода  $d = 11,4 \text{ мм}$ .

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

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

Проверка сечения на нагрев(по допустимому току):

$$I_{доп} = 610 \text{ А}$$

$$I_{МАХ} = 330,7 \text{ А}$$

$$I_{МАХ} < I_{доп}$$

Проверка на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = 180, q = 240, q_{min} < q$$

Проверка по условиям короны:

$$\text{Условие проверки: } 1,07E \leq 0,9E_0,$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (28)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода;

$$r_0 = 0,1 \cdot d / 2 \text{ см} \quad (29)$$

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (30)$$

где  $D_{CP}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{CP} = 1,26 \cdot D, \quad D = 300 \text{ см};$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Начальная критическая напряженность эл. поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (31)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,7}} \right) = 27,958 \frac{\text{kB}}{\text{cm}}$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \left( \frac{1,26 \cdot D}{r_0} \right)} \quad (32)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{5,7 \cdot \log \left( \frac{1,26 \cdot 11,4}{5,7} \right)} = 17,019 \cdot \frac{\text{kB}}{\text{cm}}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ .

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$1,07 \cdot 17,019 \leq 0,9 \cdot 27,958$$

$$18,21 \leq 25,162$$

Условие выполняется.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 300 А.

Принимаем гибкие шины АС – 95, допустимый ток  $I_{доп} = 610$  А, диаметр провода  $d = 11,4$  мм.

Проверка сечения на нагрев(по допустимому току)

$$I_{доп} = 610 \text{ А};$$

$$I_{MAX} = 127,23 \text{ A};$$

$$I_{MAX} = < I_{доп};$$

Проверка на термическое действие тока КЗ

$$\theta_k = 47$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин, определяется по таблице  $q_{min} = 180$ ;  $q = 240$ ;  $q_{min} < q$

## 5.6 Выбор ОПН

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа PEXLIM R 220 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	220	138	10	40

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа 3EL2 123 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
110	126	37	10	165

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа POLIM D10,0N с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	12	12	10	30,6

## 6 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

### 6.1 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН.

Начинать расчет дифференциальной защиты следует с расчетов токов КЗ на трансформаторах и автотрансформаторах, установленных на ПС Промпарк

В качестве примера распишем расчет токов КЗ для трансформаторов.

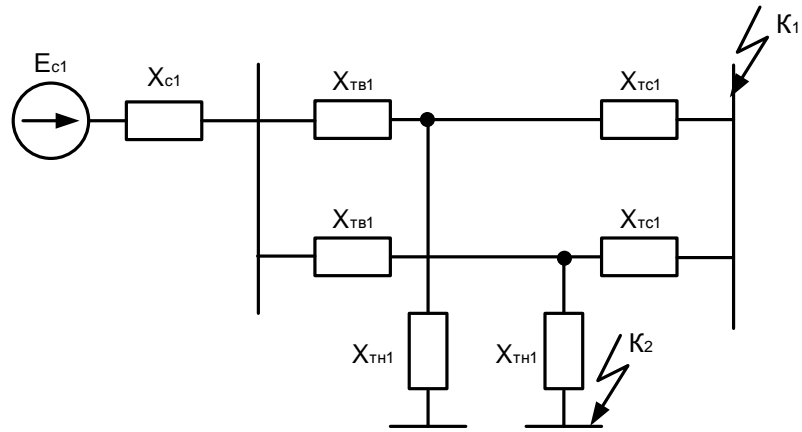


Рисунок 6 – Поясняющая схема трансформатора и схема замещения трансформатора

Таблица 38 – Справочные данные для трансформаторов на ПС Промпарк

Марка трансформатора	S, МВА	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>СН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	U <sub>кВС</sub> , %	U <sub>кВН</sub> , %	U <sub>кСН</sub> , %
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	11	12,5	22	9,5

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}), \% \quad (33)$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5 \%;$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (12,5 - 22 + 9,5) = 0 \%;$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (9,5 + 22 - 12,5) = 9,5 \%.$$

$$X_{Т.і} = \frac{U_{кі}}{100} \cdot \frac{U_{номВН}^2}{S_T} \text{ Ом}, \quad (34)$$

$$X_{Т.В} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 165,3 \text{ Ом};$$

$$X_{Т.С} = \frac{0}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{Т.Н} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 125,64 \text{ Ом}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} \quad (35)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \quad (36)$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{КЗ.СН}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 82,66} = 1,537 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ.СН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,537 = 1,331 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 290,95} = 0,437 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ.НН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,437 = 0,378 \text{ кА}.$$

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по следующему выражению:

$$I_{перв.и} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (37)$$

$$I_{перв.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100 \text{ А}.$$

Далее выберем коэффициент трансформации трансформатора тока. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока принимаем  $I_{втор} = 5 \text{ А}$ .

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{перв.и} \cdot k_{сх.}}{5} \quad (38)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока выбираем таким, чтобы при протекании тока в первичной обмотке ток во вторичной обмотке не превышал  $I_{втор} \leq 5 \text{ А}$ . Поэтому, мы округляем выбранный коэффициент трансформации до больших значений, т.е. берем его “с запасом”.



$$I_{втор.i} = \frac{k_{сх.\Delta} \cdot I_{перв.i}}{n_{м.уст.}} \quad (39)$$

Расчёты проводятся для всех сторон трансформатора. Результаты расчетов приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	100,409	599,844	2099,456
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{400}{5}$	$\frac{1500}{5}$	$\frac{3000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	2,174	3,463	3,499

Произведем расчет уставок защит для трансформаторов ПС Промпарк.

Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ.

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики  $I_{Д.0}$  при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.0} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ} \quad (40)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, и может быть принят из диапазона от 1,1 до 1,3;

$I_{НБ.РАСЧ}$  – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ), определяемый по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО.РАСЧ} \quad (41)$$

где  $K_{\text{ПЕР}} = (1,5 \div 2,5)$  – коэффициент при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора односторонних трансформаторов тока (только встроенных или только выносных);  $K_{\text{ПЕР}} = (2 \div 3)$  – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разносторонних трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}}$  – коэффициент односторонности трансформатора тока; для трансформаторов значение  $K_{\text{ОДН}}$  следует всегда принимать равным 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной 0,025;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной  $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$ ;

$\Delta f_{\text{ПТТ}}$  – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона от 0,251 до 16,000 А.  $\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05$ ;

$I_{\text{ТО.РАСЧ}}$  – расчетное значение тока начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение  $I_{\text{ТО.РАСЧ}}$  равным 1).

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,02 + 0,05) \cdot 1 = 0,295 \text{ кА},$$

$$I_{\text{Д.О}} \geq 1,3 \cdot 0,295 = 0,384 \text{ кА}.$$

Расчет тока торможения блокировки ДТЗ.

Ток торможения блокировки  $I_{\text{Т.БЛ}}$  определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки Т (АТ). Наибольшее значение сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя

или АПВ питающих линий. Ток торможения блокировки может быть принят равным:

$$I_{T.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ} \quad (42)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$  – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0;

$I_{НОМ}$  – относительный номинальный ток Т (АТ), определяемый по выражению:

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \quad (43)$$

где  $I_{НОМ.НАГР}$  – максимально возможный сквозной ток нагрузки Т (АТ);

$I_{БАЗ.СТОП}$  – базисный ток соответствующей стороны Т (АТ);

$K_{ТТ.СТОП}$  – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны;

$K_{СХ.ТТ.СТОП}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

Найдем максимально возможный сквозной ток нагрузки:

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (44)$$

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,409 \text{ А,}$$

Принимаем  $S_{Б.ВН} = 1000 \text{ кВА}$ ,  $U_{Б.ВН} = 230 \text{ кВ}$ .

Найдем базисный ток соответствующей стороны:

$$I_{БАЗ.СТОП} = \frac{S_{Б.СТОП}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.СТОП}} \quad (45)$$

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ А,}$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{100,409}{2,51} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{400} = 0,866 \text{ А},$$

Ток торможения блокировки:

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 0,866 = 1,715 \text{ А},$$

Коэффициент торможения ДТЗ.

Коэффициент торможения определяет отстройку ДТЗ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ( $I_D$ ) к приращению тормозного тока ( $I_T$ ). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т (АТ) в диапазоне значений тормозного тока от  $I_{Т.0}$  до  $I_{Т.БЛ}$ .

Значение коэффициента торможения:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{Д.0}}{I_T - I_{Т.0}} \quad (46)$$

где  $I_{НБ}$  – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{НБ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ} \quad (47)$$

где  $I_{СКВ}$  – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СК.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (48)$$

$$I_{СКВ} = \frac{9358}{2,51} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{400} = 80,713 \text{ А},$$

$$I_{НБ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,02 + 0,05) \cdot 80,713 = 23,81 \text{ А},$$

Расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(15)} \quad (49)$$

$$I_T = \sqrt{80,713 \cdot (80,713 - 23,81) \cdot \cos(15)} = 66,605 \text{ А},$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,3 \cdot 23,81 - 0,384}{66,605 - 1} = 0,466.$$

Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике.

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т (АТ) при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока)

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике  $K_{БЛ.2}$  для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10, для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 0,15.

Принимаем  $K_{БЛ.2ГАР} = 0,1$ .

Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки.

Для исключения замедления работы ДТЗ Т (АТ) при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока. Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

– отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора должна быть  $I_{ОТС} \geq 6,5$ ;

– отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{ОТС} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \quad (50)$$

где  $K_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0;

$I_{K3^*}$  – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ, определяется по выражению:

$$I_{K3^*} = \frac{I_{K3.ME.}}{I_{BAZ}} \cdot \frac{K_{CX.LT}}{K_{TT}} \quad (51)$$

$$I_{K3^*} = \frac{9358}{2,51} \cdot \frac{5 \cdot \sqrt{3}}{400} = 80,713 \text{ A,}$$

$$I_{OTC} = 1,5 \cdot 80,713 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,02 + 0,05) = 47,822 \text{ A.}$$

## 6.2 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН.

УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003с. Может осуществляться

автоматическая проверка исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \quad (52)$$

где  $I_{НОМ}$  – номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$T_{CP.УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (53)$$

где  $t_{ОТКЛ.В}$  – наибольшее время отключения выключателя всех сторон.

Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него.  $t_{ОТКЛ.В} = 0,08$ ;

$t_{ВОЗВ.УРОВ}$  – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от  $20 I_{НОМ}$  до нуля не более  $0,03$  с;

$$t_{ВОЗВ.УРОВ} = 0,03;$$

$t_{ЗАП}$  – время запаса, принимаемое равным  $0,1$  с.

$$T_{CP.УРОВ} = 0,08 + 0,03 + 0,1 = 0,21 \text{ с.}$$

Выбор действия УРОВ на себя.

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения, что позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и исправном состоянии выключателя. Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени « $T_{\text{УРОВ.на.себя}}$ » с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН. В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимается минимальное значение.

$$T_{\text{УРОВ.на.себя}} = 0,1 \text{ с.}$$

### 6.3 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Используется при наличии питания с других сторон трансформатора. Подключается к ТТ со стороны ВН. Расчет параметров срабатывания рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к стороне ВН.

Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности.

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условия:

Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне ВН, СН или НН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной подстанции по выражению.

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{0.\text{НБ.ВН}} \quad (54)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0.\text{НБ}}$  – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению:

$$I_{0.\text{НБ.ВН}} = K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН}} \quad (55)$$



где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05;

$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ}$  – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{K_{ТТ}} \quad (56)$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{9358 \cdot 5}{400} = 116,975 \text{ А,}$$

Подставим это в ток небаланса нулевой последовательности:

$$I_{0.НБ.ВН} = 0,05 \cdot 116,975 = 5,849 \text{ А,}$$

Теперь подсчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,25 \cdot 5,849 = 7,311 \text{ А,}$$

Таким же образом подсчитаем данные значения токов для СН и НН. Результаты занесем в таблицу 40.

Таблица 40 – Расчет токов срабатывания ТЗНП.

Сторона трансформатора	Первичный ток в месте установки защиты	Ток небаланса нулевой последовательности	Ток срабатывания защиты
ВН	116,975	5,849	7,311
СН	5,123	0,256	0,32
НН	0,728	0,036	0,046

Выдержка времени ТЗНП выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{СЗ} = t_{СЗ.СМ} + \Delta t \quad (57)$$

где  $t_{СЗ.СМ}$  – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

$\Delta t$  – степень селективности, учитывающая время действия выключателя линии или автотрансформатора (время от подачи сигнала на отключение до разрыва тока КЗ), время возврата защиты, результирующую погрешность органа выдержки времени защиты линии или автотрансформатора, с которой производится согласование, результирующую погрешность органа выдержки времени рассматриваемой защиты и время запаса; степень селективности принимается равной 0,4 с.

Время срабатывания ТЗНП на ВН, СН, НН принимается одинаковое:

$$t_{ТЗНП} = 0,4$$

$$t_{ТЗНП.без\ АПВ} = 0,8$$

$$t_{ТЗНП.Т2} = 1,2$$

#### **6.4 Максимальная токовая защита**

Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока.

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{С.3} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (58)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{ЗАП}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5.  $K_{ЗАП} = 2,5$  – для городских сетей общего назначения,  $K_{ЗАП} = 2$  – для сельских сетей;

$K_B$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{РАБ,МАКС}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Найдем рабочий максимальный рабочий ток на ВН, СН, НН.

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (59)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,409 \text{ А,}$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,844 \text{ А,}$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ на ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 100,409 = 334,696 \text{ А,}$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 599,844 = 1999 \text{ А,}$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 2099 = 6998 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска для ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (60)$$

$$I_{СР.МТЗ.ВН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 100,409 = 133,878 \text{ А,}$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 599,844 = 799,793 \text{ А,}$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 2099 = 2799 \text{ А.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{УСТ}}} \quad (61)$$

где  $I_{\text{КЗ.МИН}}$  – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{\text{УСТ}}$  – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{СР.МТЗ.ВН}}} \quad (62)$$

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{378}{133,878} = 2,823$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.СН}}}}{I_{\text{СР.МТЗ.СН}}} \quad (63)$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{378 \cdot \frac{230}{38,5}}{799,793} = 2,823$$

$$K_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.НН}}}}{I_{\text{СР.МТЗ.НН}}} \quad (64)$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{378 \cdot \frac{230}{11}}{2799} = 2,823$$

Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения.

Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

Обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ для ВН, СН, НН:

$$U_{\text{СЗ}} \leq \frac{U_{\text{МИН}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (65)$$

где  $U_{\text{МИН}}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а

также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным  $(0,85 - 0,90) U_{НОМ}$ ,

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение трансформатора с рассматриваемой стороны защищаемого трансформатора;

$K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_B$  – коэффициент возврата реле минимального напряжения; принимается равным 1,1;

$$U_{СЗ.ВН} = \frac{0,9 \cdot 230}{1,2 \cdot 1,1} = 156,818 \text{ кВ},$$

$$U_{СЗ.СН} = \frac{0,9 \cdot 38,5}{1,2 \cdot 1,1} = 26,25 \text{ кВ},$$

$$U_{СЗ.НН} = \frac{0,9 \cdot 11}{1,2 \cdot 1,1} = 7,5 \text{ кВ}.$$

Отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{СЗ} \leq \frac{0,7 \cdot U_{НОМ}}{K_{ОТС}} \quad (66)$$

Найдем напряжения самозапуска для ВН, СН, НН:

$$U_{СЗ.ВН} = \frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134,167 \text{ кВ},$$

$$U_{СЗ.СН} = \frac{0,7 \cdot 38,5}{1,2} = 22,458 \text{ кВ},$$

$$U_{СЗ.НН} = \frac{0,7 \cdot 11}{1,2} = 6,417 \text{ кВ}.$$

где  $U_{ЗАП}$  – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным примерно  $0,7 U_{НОМ}$ ;

$K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

Напряжение срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{уст}}}{U_{\text{кз.макс}}} > 1,5 \quad (67)$$

где  $U_{\text{уст}}$  – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

$U_{\text{кз.макс}}$  – значение междуфазного напряжения, приведенное к вторичным величинам, в месте установки ТН при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Параметр срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задается в вольтах вторичных величин из диапазона от 0,1 до 100,0 с шагом 0,1 В.

Проверим чувствительность для ВН, СН, НН:

$$U_{\text{уст}} = 100 \text{ В},$$

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{100}{134,167} = 0,745,$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{100}{22,458} = 4,453,$$

$$K_{\text{ч.НН}} = \frac{100}{6,417} = 15,584.$$

## 6.5 Защита от перегрузки

Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока.

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{зп.стоп}} = \frac{I_{\text{ном.стоп}}}{K_{\text{тт.стоп}}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \quad (68)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 1,05;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

$I_{НОМ,СТОП}$  – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне;

$K_{ТТ,СТОП}$  – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны Т.

Найдем номинального тока обмотки защищаемого трансформатора от перегрузки на ВН, СН, НН:

$$I_{ЗП.СТОП.ВН} = \frac{100,409 \cdot 5}{400} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,464 \text{ А},$$

$$I_{ЗП.СТОП.СН} = \frac{599,844 \cdot 5}{1500} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,333 \text{ А},$$

$$I_{ЗП.СТОП.НН} = \frac{2099 \cdot 5}{3000} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 4,082 \text{ А}.$$

## 6.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на

отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она, – защиты, контролирующие электрические параметры, обнаружить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (рис. 7).

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать



трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

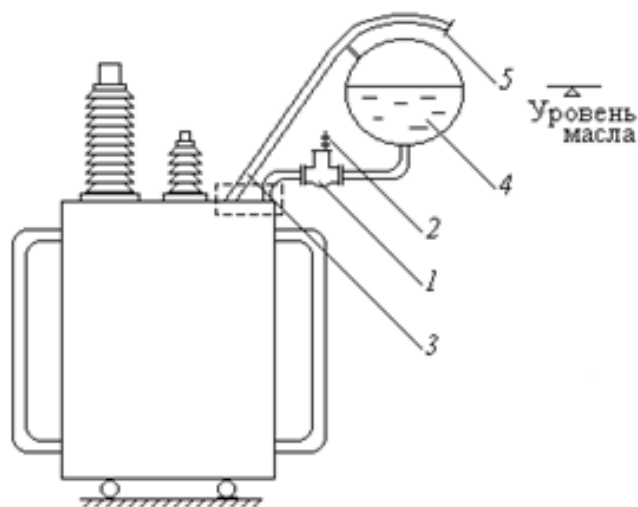


Рисунок 7 – Установка газового реле на трансформаторе

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

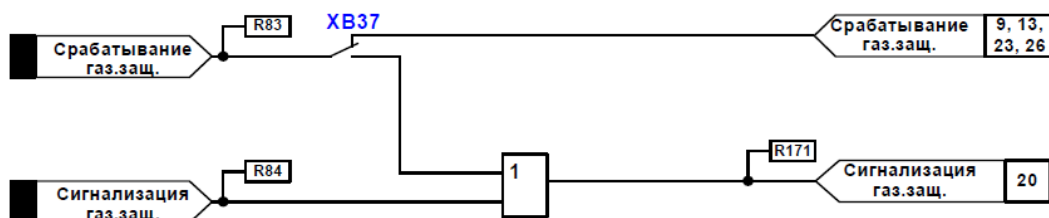


Рисунок 8 – Схема газовой защиты трансформатора

## 6.7 Логическая защита шин

Логическая защита шин (ЛЗШ) работает при срабатывании МТЗ соответствующей секции шин и при отсутствии срабатывания токовых защит на присоединениях, отходящих от этой секции шин. Предусмотрена возможность действия ЛЗШ на отключение выключателей вводов на секции, как с пуском, так и без пуска АПВ. Обеспечена возможность действия с дополнительной выдержкой времени на отключение трансформатора со всех сторон при срабатывании ЛЗШ и отказе выключателя ввода.

Выбор уставок времени ЛЗШ.

Время срабатывания ЛЗШ НН:

$$T_{ЛЗШ.НН} = 5 \text{ с.}$$

Выдержка времени сигнализации неисправности ЛЗШ:

$$T_{НЕИСПР.ЛЗШ} = 5 \text{ с.}$$

## 7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ПРОМПАРК

### 7.1 Расчет заземления подстанции Промпарк

Расчёт контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м [6].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 1,5), \quad (69)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (24,1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (30,5 + 1,5) = 908 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d = 20$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2, \quad (70)$$

где  $R$  – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{\text{м.п}} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (71)$$

где  $T = 0,3$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$  (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{7400^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 44,22 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}); \quad (72)$$

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (73)$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

$T$  – время использования заземлителя. Примем равным 240 месяцам.

$$S_{\text{ср}} = 0,026 \cdot \ln^3(T) + 0,0092 \cdot \ln^2(T) + 0,0104 \cdot \ln(T) + 0,0224 = 0,784;$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,784(20 + 0,784) = 51,175 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с}} ; \quad (74)$$

$$314 \geq F_{\text{min}} \geq 95,4 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно, оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 6$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (75)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 908}{6} = 302,6 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (76)$$

$$m = \frac{302,6}{2 \cdot \sqrt{908}} - 1 = 4,022.$$

Принимаем:  $m = 4$ .

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{д}} = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (77)$$

$$L_{\text{д}} = \frac{\sqrt{908}}{4} = 7,53.$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (78)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{908} \cdot (4 + 1) = 301,3 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{l_{\text{в}}}}; \quad (79)$$

где  $l_{\text{в}}$  – длина вертикального электрода, равная 5 м;

$a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 12 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{908}}{\frac{12}{5} \cdot 5} = 10,044.$$

Принимаем:  $n_g = 10$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B + l_B} \right), \quad (80)$$

где  $\rho_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_g / \sqrt{S_1}$ . В данном случае принимаем равным 0,365 [8].

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{13}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (81)$$

где  $h_{13}$  – глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_1, \rho_2$  – удельное сопротивление верхнего (50 Ом·м) и нижнего (10 Ом·м) слоёв грунта соответственно;

$h_1, h_2$  – толщина верхнего и нижнего слоёв грунта соответственно, м.

$$h_{13} = l_B + h_3; \quad (82)$$

$$h_{13} = 5 + 1 = 6 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{6}{\frac{9}{50} + \frac{8}{10}} = 6,122 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 6,122 \cdot \left( \frac{0,365}{\sqrt{908}} + \frac{1}{301,3 + 10 + 5} \right) = 0,092 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (83)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА. Принимаем равным 40 кА.

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{908}}{(6,122 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,277;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (84)$$

$$R_u = 0,092 \cdot 1,277 = 0,117 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не превышает допустимого значения, следовательно требования, предъявляемые ПУЭ, выполнены в полном объёме.

## 7.2 Расчёт молниезащиты подстанции Промпарк

Здания и сооружения в зависимости от их назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения объектов, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, комбинированных, сетчатых. В данной работе будет рассматриваться установка стержневых молниеотводов.

Расчёт молниезащиты объектов сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Зона рассматриваемого нами одиночного стержневого молниеотвода высотой менее 150 метров представляет собой конус.

Нормируется два вида зон:

1. Зона А – с надёжностью не менее 0,995;
2. Зона Б – с надёжностью не менее 0,95.

Возможное количество поражений молнией в год незащищённого объекта производится по формуле:

$$N = ((S + 6h) \cdot (L + 6h) - 7,7h^2)n \cdot 10^{-6}, \quad (85)$$

где  $S$ ,  $L$  – соответственно, ширина и длина здания или сооружения, м;

$h$  – наибольшая высота здания или сооружения, м;

$n$  – среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 10 до 20 ч, следовательно,  $n = 2$ .

$$N = ((24,1 + 6 \cdot 6,5) \cdot (30,5 + 6 \cdot 6,5) - 7,7 \cdot 6,5^2) \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 0,004.$$

Так как  $N < 1$ , то принимаем зону защиты типа Б.

Выполним расчёт зоны защиты типа Б с надёжностью не менее 0,95.

Принимаем высоту молниеотвода равной 20 метрам

Тогда высота зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,92h ; \quad (86)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5h ; \quad (87)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

Защищаемым объектом является приёмный блок линии и силовой трансформатор. Рассчитаем зоны защиты для приёмного блока, в данном случае высота защищаемого объекта равна 6,5 метрам.

Рассчитаем зоны защиты между молниеотводами 1 и 2. Расстояние между ними составляет 24,1 м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при  $h \leq L \leq 6h$ :

$$r_{c0} = r_0 = 30 \text{ м.} \quad (88)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - 0,14(L - h); \quad (89)$$

$$h_{\text{сх}} = 18,4 - 0,14 \cdot (24,1 - 6,5) = 15,94 \text{ м.}$$

Радиус защиты защищаемого объекта определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{сх}} = r_0 \cdot (h_{\text{сх}} - h_x) / h_{\text{сх}}; \quad (90)$$

$$r_{\text{сх}} = 30 \cdot \frac{(15,94 - 6,5)}{15,94} = 17,76 \text{ м.}$$

Аналогичным образом рассчитаем зону защиты между молниеотводами 2-4. Подробный расчёт представлен в приложении Ж.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматизации. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

### 8.1 Охрана труда на ПС

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применения при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;
- рабочее и аварийное освещение;
- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;
- заземление корпусов аппаратов;
- устройство путей перекачки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;
- ограждение территории подстанции;
- выгораживание подъездов к ОПУ;
- грозозащита подстанции а также защита оборудования от волн перенапряжений;
- обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- устройство подъездов к подстанции;
- телефонизация и радификация подстанции;



- санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

Предусмотрены следующие охранные мероприятия:

- ограда по периметру подстанции;
- наружное освещение, включаемое при необходимости.

## **8.2 Безопасность при строительных и грузоподъемных работах**

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- выполнять работы под линиями электропередачи;
- выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверьте состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверьте исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держите в ящике и не оставляйте на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

### **8.3 Безопасность при эксплуатации установок ПС**

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

- все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;
- токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и

заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

- для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.

- в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

- электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 6 кВ собственного расхода;

- для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

- все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

- осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

- хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

#### **8.4 Противопожарные мероприятия**

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 40 м<sup>3</sup> каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5 м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м<sup>3</sup>/час от существующей скважины.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 10 л/сек. Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит 40 м<sup>3</sup>.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций»

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекис-

слотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

### **8.5 Экологичность проекта**

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслостоков в маслосборник.

Сеть маслоотводов от трансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Бортовые ограничения маслоприемных устройств должны выполняться по всему параметру высотой не менее 150 мм.

Горловина выхлопной трубы трансформатора не должны быть направлены на рядом стоящие (ближе, чем 3м), оборудование и сооружение, а так же на пути и проходы рабочего персонала.

При эксплуатации маслонаполненных трансформаторов неизбежны потери масла: протечки через разъемные соединения маслопроводов, охладителей, бака и других элементов трансформатора. Трансформаторы, как открытой так и закрытой установки снабжают маслоприемниками, предотвращающими растекание масла по территории подстанции. Если количество масла в трансформаторе велико и размещение под трансформатором маслоприемника, рассчитанного на удержание всего количества масла затруднительно, то предусматривается дополнительное сооружение к маслоприемнику отдельной закрытой емкости – маслосборника, способного вместить весь объем масла трансформатора.

Конструктивно маслосборник представляет собой бессточную емкость, предназначенную для отстоя и разделения масляной и водяной фазы поступивших стоков. Выполняют их из железобетона и совмещают с установкой водяного насоса. Водяной насос снабжен автоматическим управлением, срабатывающим при сигнале от датчиков уровня жидкости.

Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Отчистка производится горячим раствором каустической соды с помощью специально оборудованной моечной машины. Промывку гравия следует проводить при плюсовой температуре окружающей среды, только при снятом напряжении.

Специальные мероприятия по шумозащите проектом не предусматриваются, так как для ПС с трансформаторами мощностью менее 40 МВ·А санитарные разрывы зоны вредного шумового воздействия не нормируются, к тому же ПС находится за пределами поселка.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

ВЛ создают в окружающем пространстве электрическое поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Электрическое поле вблизи ВЛ может оказать вредное воздействие на человека.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы был решен вопрос подключения проектируемой подстанции Промпарк к сети 220 кВ. Были рассчитаны токи короткого замыкания на шинах данной ПС. Также были выбраны схемы РУ данной подстанции, силовые трансформаторы необходимой мощности, а также основное оборудование и релейная защита трансформаторов на ней.

Для прилегающей сети с помощью ПВК RastrWin 3 были посчитаны нормальный и аварийный режимы. По результатам расчетов отклонения напряжений находятся в допустимых интервалах.

Произведен расчет заземления и молниезащиты оборудования для ПС Промпарк, рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. Учебное пособие. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 136 с.
- 2 Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М. : Высш. шк., 2002. – 319 с.
- 3 ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Постановление государственного комитета СССР по стандартам от 14.12.87 № 4495, 1987. – 40 с.
- 4 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования Постановление Госстандарта СССР от 14.06.1991 № 875 ГОСТ от 14.06.1991 № 12.1.004-91 Государственные стандарты и другие документы, 1991. – 68 с.
- 5 ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.
- 6 Заземления в сетях высокого напряжения / под ред. Р. Н. Карякина. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 377 с.
- 7 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 8 Блок, В.М. Электрические системы и сети. – М. : Высш.шк.,1986. – 430 с.
- 9 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы. Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 11 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Произ-

водство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с. М., 2003. – 46 с.

12 Веников, В.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем / В. А. Веников, Ю. А. – М. : Высш. шк., 1989. – 151 с.

13 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.

14 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии, М. : Энергоатомиздат, 1986.

15 Правила устройства электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2003.

16 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Проектирование. Учеб. пособие для вузов – Минск: «Высшая школа», 1988. – 301 с.

17 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика / Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения. Амурский гос. ун-т : – Благовещенск, 2000. – 58 с.

18 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

19 РД 153–34.3–35.125–99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под научной ред. Н. Н. Тиходеева. – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

20 Рожкова, Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

21 СНиП 23-03–2003. «Нормы проектирования. Защита от шума». Система нормативных документов в строительстве. М. : 2010. – 67 с.

22 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

23 СНиП 21-01-97\*. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97\*. Строительные нормы и правила РФ.

24 Электрощит.Ру [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/catalog/properties/0/177>. – 04.06.2016.

25 Техника безопасности при строительном-монтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 544 с.

26 Веников, В.А. Электрические системы. Электрические сети / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.: под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1998. – 511 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Выбор сечения проводов

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Выбор силовых трансформаторов

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет токов КЗ

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет токов КЗ

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет токов КЗ