

**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 «Релейная защита и автоматизация  
электроэнергетических систем»

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ «Тында – Сковородино №2» в связи с расширением подстанции «Сковородино».

Исполнитель

студент группы 242-об5

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Р.М. Канкошев

Руководитель

ст.преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.С. Бодруг

Нормоконтроль

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

## РЕФЕРАТ

Курсовой проект содержит 129с., 14 рисунков, 10 таблицы, 296 формулу, 7 источников.

КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ОТСЕЧКА, УСТАВКА, РЕЛЕ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ.

В данной бакалаврской работе произведен расчёт токов короткого замыкания, выбор коммутационного оборудования, выбор принципов релейной защиты и автоматики, выполнен расчет уставок релейной защиты и автоматики.

Цель работы – проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии.

Основу методологии исследований составляет теория расчета микропроцессорной релейной защиты.

На основании метода расчета микропроцессорной релейной защиты были проведены качественные расчеты по выбору защит, устанавливаемых на воздушную линию электропередач.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Климатическая и географическая характеристика района	8
2. Расчет токов короткого замыкания	11
2.1 Расчет токов КЗ в точке К1	15
2.2 Расчет токов КЗ в точке К2	18
2.3 Расчет токов КЗ в точке К3	24
2.4 Расчет токов КЗ в точке К4	30
3. Выбор и проверка электрического оборудования	35
3.1 Выбор выключателя	35
3.2 Проверка установленных выключателей	37
3.3 Выбор разъединителя	38
3.4 Проверка установленных разъединителей	39
3.5 Выбор трансформатора тока	
4. Надежность	46
4.1 Расчет вероятности отказа	47
5 Молниезащита и грозоупорность	
5.1 Исходные данные	51
5.2 Конструктивное исполнение ОРУ	51
5.3 Расчет грозоупорности ВЛ	51
5.3.1 Удар молнии в опору	51
5.3.2 Удар молнии в трос в середине пролета	58
5.3.3 Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту	62
5.4 Определение параметров контура заземления	67
5.5 Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции	71
5.6 Расчет молниезащиты	73
5.6.1 Расчет на уровне первого защищаемого объекта	73
5.6.2 Расчет на уровне второго защищаемого объекта	76

5.7 Грозоупорность воздушной линии	80
6. Защита линии	86
6.1 Расчет уставок релейной защиты со стороны ПС «Сковородино»	87
6.1.1 Токовая отсечка для линии с двухсторонним питанием	87
6.1.2 Токовая защита нулевой последовательности	90
6.1.3 Дистанционная защита	92
6.2 Расчет уставок релейной защиты со стороны ПС «Тында»	103
6.2.1 Токовая отсечка для линии с двухсторонним питанием	103
6.2.2 Токовая защита нулевой последовательности	104
6.2.3 Дистанционная защита	105
7. Автоматика	116
7.1 Защита от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазных режимов (ЗНФР)	116
7.2 Автоматическое повторное включение (АПВ)	117
7.3 Устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ)	119
8. Безопасность жизнедеятельности	123
Заключение	126
Библиографический список	127
Приложение А Кривые спада тока	129

## ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных энергетических систем. Она предназначена для защиты энергосистем и ее элементов от опасных повреждений и ненормальных режимов. Релейная защита производит автоматическую ликвидацию аварии или ее локализацию.

В ходе развития электрической сети Амурской области было принято решение о расширении подстанции «Сковородино», а также проектировании и строительстве новой воздушной линии «Тында – Сковородино №2». Новая линия, как и каждый элемент электрической сети, нуждается в выборе принципов релейной защиты и противоаварийной автоматики, что и послужило причиной выбора темы для данной бакалаврской работы.





Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ( $t=0$ ) при трехполюсном металлическом коротком замыкании.

Расчет будем вести в именованных единицах.

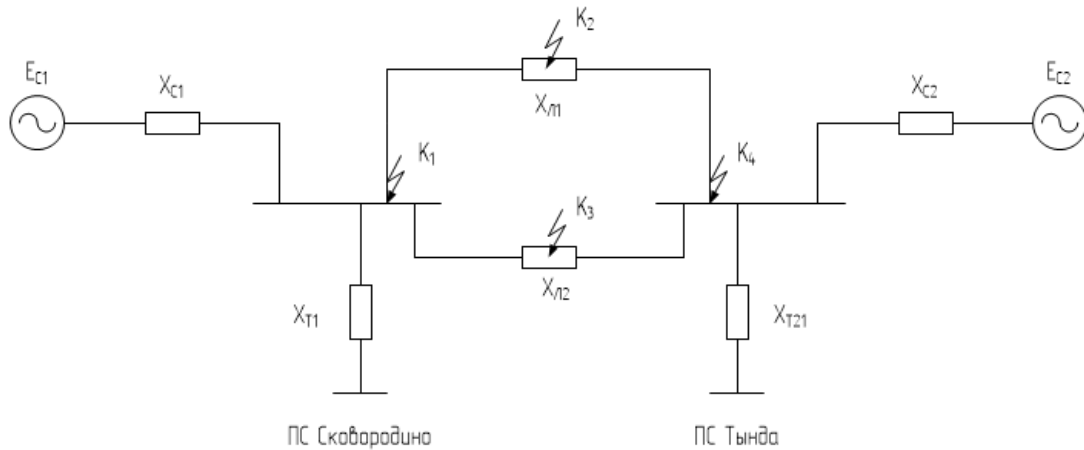


Рисунок 4 – Схема замещения участка сети

Исходные данные к расчету токов КЗ:

$$E_c = 230 \text{ кВ}; U_B = 230 \text{ кВ}; X_{Л1} = 66,5 \text{ Ом/км}; X_{Л2} = 47,7 \text{ Ом/км};$$

$$X_{Л1n} = 199,8 \text{ Ом/км}; X_{Л2n} = 179,1 \text{ Ом/км}; X_{Т1n} = 9 \text{ Ом}; X_{Т2n} = 52 \text{ Ом}.$$

$$I_{КЗ1}^{(3)} = 9,3 \text{ кА}; I_{КЗ2}^{(3)} = 3,8 \text{ кА}.$$

Сопротивления элементов схемы замещения:

$$X_{c1} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ1}^{(3)}}; \tag{1}$$

$$X_{c1} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 9,3} = 14,279 \text{ Ом}.$$



$$X_{C2} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K32}^{(3)}} ; \quad (2)$$

$$X_{C2} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 3,8} = 34,945 \text{ Ом.}$$

$$X_{C1n} = 3 \cdot X_{C1} ; \quad (3)$$

$$X_{C1n} = 3 \cdot 14,279 = 42,836 \text{ Ом.}$$

$$X_{C2n} = 3 \cdot X_{C2} ; \quad (4)$$

$$X_{C2n} = 3 \cdot 34,945 = 104,835 \text{ Ом.}$$

Для точек К2 и К3:

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} ; \quad (5)$$

$$X_{Л} = \frac{66,5 \cdot 47,7}{66,45 + 47,7} = 27,776 \text{ Ом.}$$

$$X_{Лn} = \frac{X_{Л1n} \cdot X_{Л2n}}{X_{Л1n} + X_{Л2n}} ; \quad (6)$$

$$X_{Лn} = \frac{199,8 \cdot 179,1}{199,8 + 179,1} = 94,442 \text{ Ом.}$$

## 2.1 Расчет токов КЗ в точке К1

На рисунке 4 показана схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1.

Прямая последовательность:

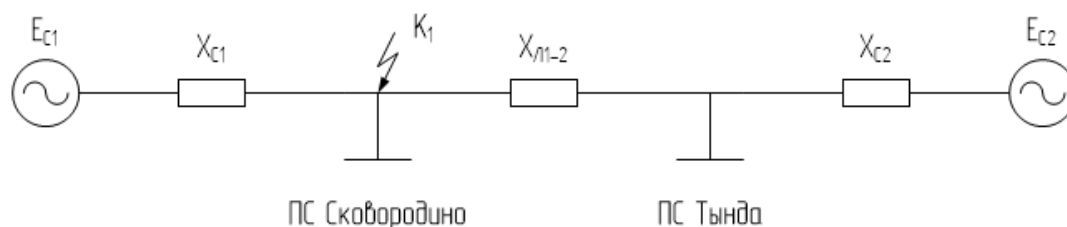


Рис. 5(а) - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1 (прямая последовательность)

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{\Sigma III} = \frac{X_{C1} \cdot (X_{Л} + X_{C2})}{X_{C1} + X_{Л} + X_{C2}} ; \quad (7)$$

$$X_{\Sigma III} = \frac{14,279 \cdot (27,776 + 34,945)}{14,279 + 27,776 + 34,945} = 11,631 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma III}} ; \quad (8)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 11,631} = 11,417 \text{ кА.}$$

$$I_{K1}^{(3)} = I_{K1}^{(3)} \frac{X_{C1}}{X_{C1} + X_{Л} + X_{C2}} ; \quad (9)$$

$$I_{K1}^{(3)} = 11,417 \cdot \frac{14,279}{14,279 + 27,776 + 34,945} = 2,117 \text{ кА.}$$

$$I_{K1}^{''(3)} = I_{K1}^{(3)} - I_{K1}'^{(3)} ; \quad (10)$$

$$I_{K1}^{''(3)} = 11,417 - 2,117 = 9,3 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} ; \quad (11)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,3 = 9,888 \text{ кА.}$$

$$I_{K1}'^{(2)} = I_{K1}^{(2)} \cdot \frac{X_{C1}}{X_{C1} + X_L + X_{C2}} ; \quad (12)$$

$$I_{K1}'^{(2)} = 9,888 \cdot \frac{14,279}{14,279 + 27,776 + 34,945} = 1,834 \text{ кА.}$$

$$I_{K1}^{''(2)} = I_{K1}^{(2)} - I_{K1}'^{(2)} ; \quad (13)$$

$$I_{K1}^{''(2)} = 9,888 - 1,834 = 8,054 \text{ кА.}$$

Нулевая последовательность:

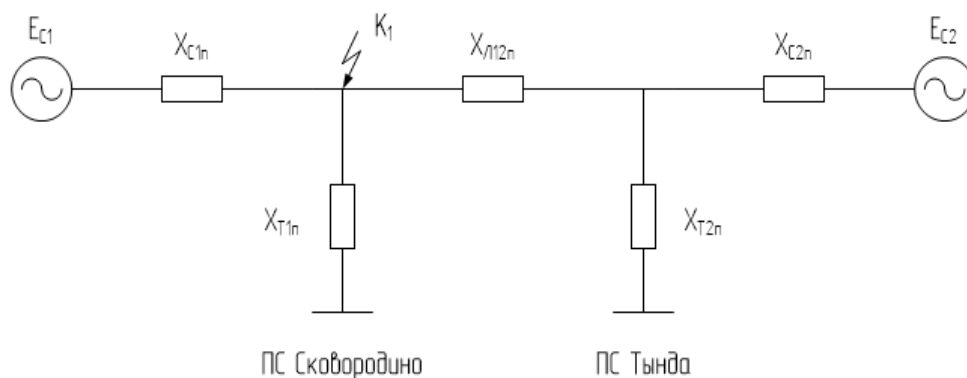


Рис. 5(б) - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1 (нулевая последовательность)

Сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{1m1} = \frac{X_{T1n} \cdot X_{C1n}}{X_{T1n} + X_{C1n}} ; \quad (14)$$

$$X_{1m1} = \frac{9 \cdot 42,836}{9 + 42,836} = 7,437 \text{ Ом.}$$

$$X_{2m1} = \frac{X_{T2n} \cdot X_{C2n}}{X_{T2n} + X_{C2n}} + X_{Ln} ; \quad (15)$$

$$X_{2m1} = \frac{52 \cdot 104,835}{52 + 104,835} + 94,442 = 129,201 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma НП1} = \frac{X_{1n} \cdot X_{2n}}{X_{1n} + X_{2n}} ; \quad (16)$$

$$X_{\Sigma НП1} = \frac{7,437 \cdot 129,201}{7,437 + 129,201} = 7,033 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{HIII} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Sigma HIII} + 2 \cdot X_{\Sigma IIII})} ; \quad (17)$$

$$I_{HIII} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (7,033 + 2 \cdot 11,631)} = 4,383 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 3I_{HIII} ; \quad (18)$$

$$I_{K1}^{(1)} = 3 \cdot 4,383 = 13,15 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(1)'} = I_{K1}^{(1)} \cdot \frac{X_{C1}}{X_{C1} + X_L + X_{C2}} ; \quad (19)$$

$$I_{K1}^{(1)'} = 13,15 \cdot \frac{14,279}{14,279 + 27,776 + 34,945} = 2,439 \text{ кА.}$$

$$I_{K1}^{(1)''} = I_{K1}^{(1)} - I_{K1}^{(1)'} ; \quad (20)$$

$$I_{K1}^{(1)''} = 13,15 - 2,439 = 10,712 \text{ кА.}$$

## 2.2 Короткое замыкание в точке К2

На рисунке 5 показана схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2.

Более подробная схема приведена на листе №2.

Прямая последовательность:

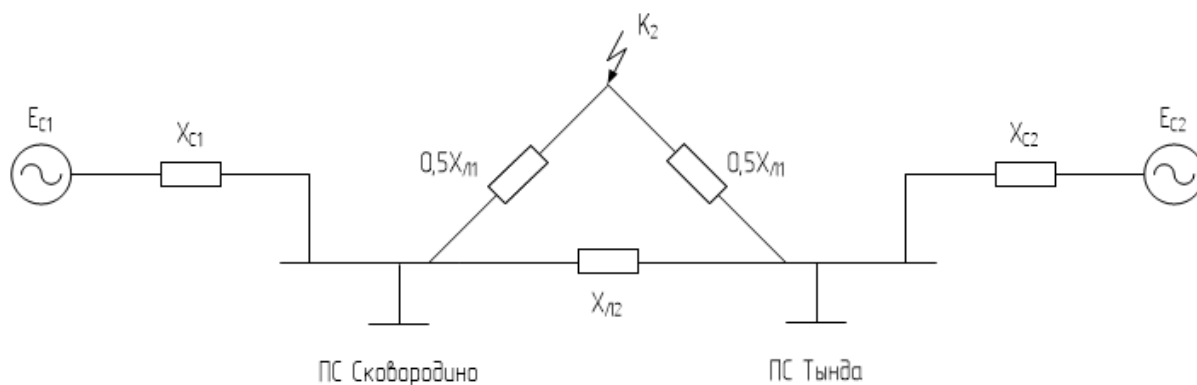


Рис. 6(а) – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2 (прямая последовательность)

Рассчитываем эквивалентные сопротивления по схемам замещения изображенным на листе №2.

$$X_3 = \frac{0,5X_{л1} \cdot 0,5X_{л1}}{0,5X_{л1} + 0,5X_{л1} + X_{л2}} ; \quad (21)$$

$$X_3 = \frac{0,5 \cdot 66,5 \cdot 0,5 \cdot 66,5}{0,5 \cdot 66,5 + 0,5 \cdot 66,5 + 47,7} = 9,681 \text{ Ом.}$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,5X_{л1} \cdot X_{л2}}{0,5X_{л1} + 0,5X_{л1} + X_{л2}} ; \quad (22)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,5 \cdot 66,5 \cdot 47,7}{0,5 \cdot 66,5 + 0,5 \cdot 66,5 + 47,7} = 13,888 \text{ Ом.}$$

$$X_6 = X_5 + X_{c1} ; \quad (23)$$

$$X_6 = 13,888 + 14,279 = 28,167 \text{ Ом.}$$

$$X_7 = X_5 + X_{c2} ; \quad (24)$$

$$X_7 = 13,888 + 34,945 = 48,833 \text{ Ом.}$$

$$X_8 = X_3 + X_6 + \frac{X_3 \cdot X_6}{X_7}; \quad (25)$$

$$X_8 = 9,861 + 28,167 + \frac{9,861 \cdot 28,167}{48,833} = 43,432 \text{ Ом.}$$

$$X_9 = X_3 + X_7 + \frac{X_3 \cdot X_7}{X_6}; \quad (26)$$

$$X_9 = 9,861 + 48,833 + \frac{9,861 \cdot 48,833}{28,167} = 75,298 \text{ Ом.}$$

$$X_{\Sigma III 2} = \frac{X_8 \cdot X_9}{X_8 + X_9}; \quad (27)$$

$$X_{\Sigma III 2} = \frac{43,432 \cdot 75,298}{43,432 + 75,298} = 27,544 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma III 2}}; \quad (28)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 27,544} = 4,821 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} \frac{X_8}{X_8 + X_9}; \quad (29)$$

$$I_{K2}^{(3)} = 14,821 \cdot \frac{43,432}{43,432 + 75,298} = 1,764 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{''(3)} = I_{K2}^{(3)} - I_{K2}'^{(3)} ; \quad (30)$$

$$I_{K2}^{''(3)} = 4,821 - 1,764 = 3,057 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} ; \quad (31)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,821 = 4,175 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{(2)} = I_{K2}^{(2)} \cdot \frac{X_8}{X_8 + X_9} ; \quad (32)$$

$$I_{K2}^{(2)} = 4,175 \cdot \frac{43,432}{43,432 + 75,298} = 1,527 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{''(2)} = I_{K2}^{(2)} - I_{K2}'^{(2)} ; \quad (33)$$

$$I_{K2}^{''(2)} = 4,821 - 1,764 = 3,057 \text{ кА.}$$

Нулевая последовательность:



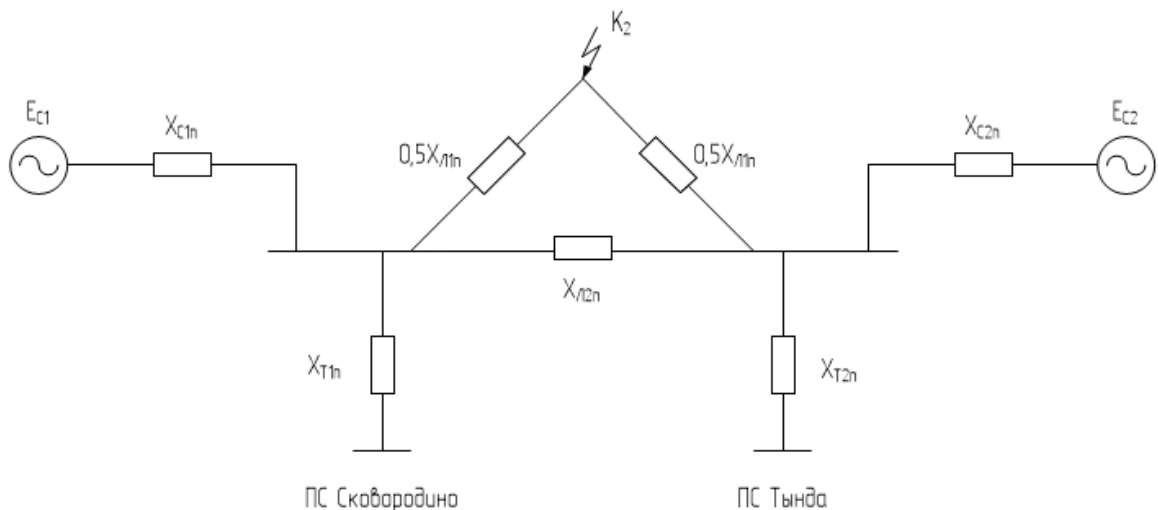


Рис. 6(б) – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2 (нулевая последовательность)

Рассчитываем эквивалентные сопротивления по схемам изображенным на листе №2.

$$X_{10} = \frac{0,5X_{Л1n} \cdot 0,5X_{Л1n}}{0,5X_{Л1n} + 0,5X_{Л1n} + X_{Л2n}} ; \quad (34)$$

$$X_3 = \frac{0,5 \cdot 199,8 \cdot 0,5 \cdot 199,8}{0,5 \cdot 199,8 + 0,5 \cdot 199,8 + 179,1} = 26,339 \text{ Ом.}$$

$$X_{11} = X_{12} = \frac{0,5X_{Л1n} \cdot X_{Л2n}}{0,5X_{Л1n} + 0,5X_{Л1n} + X_{Л2n}} ; \quad (35)$$

$$X_{11} = X_{12} = \frac{0,5 \cdot 199,8 \cdot 179,1}{0,5 \cdot 199,8 + 0,5 \cdot 199,8 + 179,1} = 47,221 \text{ Ом.}$$

$$X_{CT1n} = \frac{X_{C1n} \cdot X_{T1n}}{X_{C1n} + X_{T1n}} ; \quad (36)$$

$$X_{CT1n} = \frac{42,836 \cdot 9}{42,836 + 9} = 7,437 \text{ Ом.}$$

$$X_{CT2n} = \frac{X_{C2n} \cdot X_{T2n}}{X_{C2n} + X_{T2n}} ; \quad (37)$$

$$X_{CT2n} = \frac{104,835 \cdot 52}{104,835 + 52} = 34,759 \text{ Ом.}$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{CT1n} ; \quad (38)$$

$$X_{13} = 47,221 + 7,437 \text{ Ом.}$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{CT2n} ; \quad (39)$$

$$X_{14} = 47,221 + 34,759 = 81,98 \text{ Ом.}$$

$$X_{15} = X_{10} + X_{13} + \frac{X_{10} \cdot X_{13}}{X_{14}} ; \quad (40)$$

$$X_{15} = 26,339 + 54,659 + \frac{26,339 \cdot 54,659}{81,98} = 98,559 \text{ Ом.}$$

$$X_{16} = X_{10} + X_{14} + \frac{X_{10} \cdot X_{14}}{X_{13}} ; \quad (41)$$

$$X_{16} = 26,339 + 48,833 + \frac{26,639 \cdot 48,833}{28,167} = 147,825 \text{ Ом.}$$

$$X_{\Sigma III2} = \frac{X_{15} \cdot X_{16}}{X_{15} + X_{16}} ; \quad (42)$$

$$X_{\Sigma\text{III}2} = \frac{98,559 \cdot 147,825}{98,559 + 147,825} = 59,133 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{III}2} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Sigma\text{III}2} + 2 \cdot X_{\Sigma\text{III}2})} ; \quad (43)$$

$$I_{\text{III}2} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (59,133 + 2 \cdot 27,544)} = 1,163 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(1)} = 3I_{\text{III}2} ; \quad (44)$$

$$I_{K2}^{(1)} = 3 \cdot 1,163 = 3,488 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(1)} = I_{K2}^{(1)} \cdot \frac{X_{15}}{X_{15} + X_{16}} ; \quad (45)$$

$$I_{K2}^{(1)} = 3,488 \cdot \frac{98,559}{98,559 + 147,825} = 1,395 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{''(1)} = I_{K2}^{(1)} - I_{K2}^{(1)} ; \quad (46)$$

$$I_{K1}^{(1)} = 3,488 - 1,395 = 2,093 \text{ кА.}$$

### 2.3 Короткое замыкание в точке КЗ

На рисунке 5 показана схема замещения для расчета токов КЗ в точке КЗ.

Более подробная схема приведена на листе №2.

Прямая последовательность:

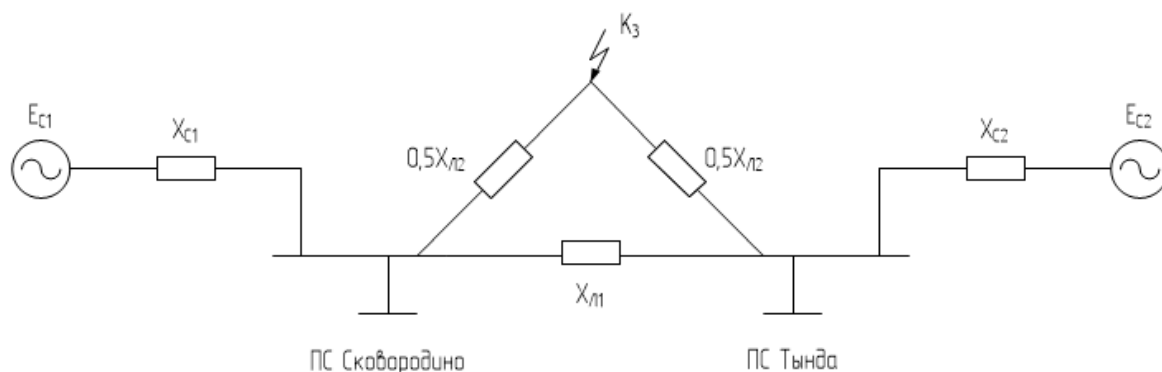


Рис. 7(а) – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке КЗ (прямая последовательность)

Рассчитываем эквивалентные сопротивления по схемам замещения изображенным на листе №2.

$$X_{17} = \frac{0,5X_{л2} \cdot 0,5X_{л2}}{0,5X_{л2} + 0,5X_{л2} + X_{л1}} ; \quad (47)$$

$$X_{17} = \frac{0,5 \cdot 47,7 \cdot 0,5 \cdot 47,7}{0,5 \cdot 47,7 + 0,5 \cdot 47,7 + 66,5} = 4,981 \text{ Ом.}$$

$$X_{18} = X_{19} = \frac{0,5X_{л2} \cdot X_{л1}}{0,5X_{л2} + 0,5X_{л2} + X_{л1}} ; \quad (48)$$

$$X_{18} = X_{19} = \frac{0,5 \cdot 47,7 \cdot 66,5}{0,5 \cdot 47,7 + 0,5 \cdot 47,7 + 66,5} = 13,888 \text{ Ом.}$$

$$X_{20} = X_{18} + X_{c1} ; \quad (49)$$

$$X_{20} = 13,888 + 14,279 = 28,167 \text{ Ом.}$$

$$X_{21} = X_{19} + X_{c2} ; \quad (50)$$

$$X_{21} = 13,888 + 34,945 = 48,833 \text{ Ом.}$$

$$X_{22} = X_{17} + X_{20} + \frac{X_{17} \cdot X_{20}}{X_{21}} ; \quad (51)$$

$$X_{22} = 4,981 + 28,167 + \frac{9,861 \cdot 28,167}{48,833} = 36,021 \text{ Ом.}$$

$$X_{23} = X_{17} + X_{21} + \frac{X_{17} \cdot X_{21}}{X_{20}} ; \quad (52)$$

$$X_{23} = 4,981 + 48,833 + \frac{4,981 \cdot 48,833}{28,167} = 62,449 \text{ Ом.}$$

$$X_{\Sigma III3} = \frac{X_{22} \cdot X_{23}}{X_{22} + X_{23}} ; \quad (53)$$

$$X_{\Sigma III3} = \frac{36,021 \cdot 62,449}{36,021 + 62,449} = 22,844 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma III3}} ; \quad (54)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 22,844} = 5,813 \text{ кА.}$$

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3}^{(3)} \frac{X_{22}}{X_{22} + X_{23}} ; \quad (55)$$

$$I_{K3}^{(3)} = 5,813 \cdot \frac{36,021}{36,021 + 62,449} = 2,126 \text{ кА.}$$

$$I_{K3}^{''(3)} = I_{K3}^{(3)} - I_{K3}'^{(3)} ; \quad (56)$$

$$I_{K2}^{''(3)} = 5,813 - 2,126 = 3,687 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} ; \quad (57)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,813 = 5,034 \text{ кА.}$$

$$I_{K3}'^{(2)} = I_{K3}^{(2)} \cdot \frac{X_{22}}{X_{22} + X_{23}} ; \quad (58)$$

$$I_{K3}'^{(2)} = 5,034 \cdot \frac{36,021}{36,021 + 62,449} = 1,841 \text{ кА.}$$

$$I_{K3}^{''(2)} = I_{K3}^{(2)} - I_{K3}'^{(2)} ; \quad (59)$$

$$I_{K2}^{''(2)} = 5,034 - 1,841 = 3,193 \text{ кА.}$$

Нулевая последовательность:

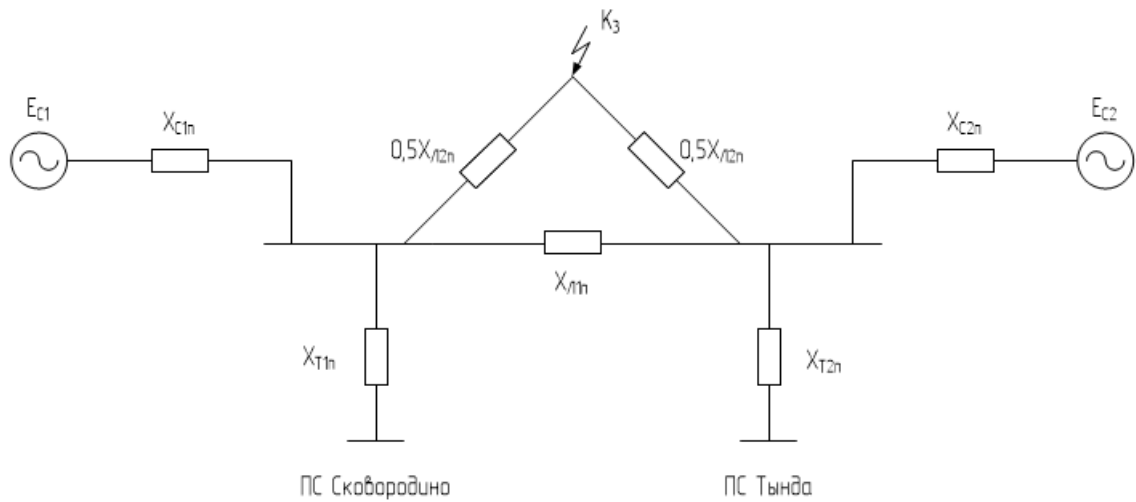


Рис.7(б) – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке КЗ (нулевая последовательность)

Рассчитываем эквивалентные сопротивления по схемам изображенным на листе №2.

$$X_{24} = \frac{0,5X_{Л2n} \cdot 0,5X_{Л2n}}{0,5X_{Л2n} + 0,5X_{Л2n} + X_{Л1n}} ; \quad (60)$$

$$X_3 = \frac{0,5 \cdot 179,1 \cdot 0,5 \cdot 179,1}{0,5 \cdot 179,1 + 0,5 \cdot 179,1 + 199,8} = 21,164 \text{ Ом.}$$

$$X_{25} = X_{26} = \frac{0,5X_{Л2n} \cdot X_{Л1n}}{0,5X_{Л2n} + 0,5X_{Л2n} + X_{Л1n}} ; \quad (61)$$

$$X_{25} = X_{26} = \frac{0,5 \cdot 179,1 \cdot 199,8}{0,5 \cdot 179,1 + 0,5 \cdot 179,1 + 199,8} = 47,221 \text{ Ом.}$$

$$X_{CT1n} = \frac{X_{C1n} \cdot X_{T1n}}{X_{C1n} + X_{T1n}} ; \quad (62)$$

$$X_{CT1n} = \frac{42,836 \cdot 9}{42,836 + 9} = 7,437 \text{ Ом.}$$

$$X_{CT2n} = \frac{X_{C2n} \cdot X_{T2n}}{X_{C2n} + X_{T2n}} ; \quad (63)$$

$$X_{CT2n} = \frac{104,835 \cdot 52}{104,835 + 52} = 34,759 \text{ Ом.}$$

$$X_{27} = X_{25} + X_{CT1n} ; \quad (64)$$

$$X_{27} = 47,221 + 7,437 \text{ Ом.}$$

$$X_{28} = X_{26} + X_{CT2n} ; \quad (65)$$

$$X_{28} = 47,221 + 34,759 = 81,98 \text{ Ом.}$$

$$X_{29} = X_{24} + X_{27} + \frac{X_{24} \cdot X_{27}}{X_{28}} ; \quad (66)$$

$$X_{29} = 21,164 + 54,659 + \frac{21,164 \cdot 54,659}{81,98} = 89,934 \text{ Ом.}$$

$$X_{30} = X_{24} + X_{28} + \frac{X_{24} \cdot X_{28}}{X_{27}} ; \quad (67)$$

$$X_{30} = 21,164 + 48,833 + \frac{21,164 \cdot 48,833}{28,167} = 134,888 \text{ Ом.}$$



$$X_{\Sigma\text{НПЗ}} = \frac{X_{29} \cdot X_{30}}{X_{29} + X_{30}} ; \quad (68)$$

$$X_{\Sigma\text{НПЗ}} = \frac{89,934 \cdot 134,888}{89,934 + 134,888} = 53,958 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{НПЗ}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Sigma\text{НПЗ}} + 2 \cdot X_{\Sigma\text{ЛПЗ}})} ; \quad (69)$$

$$I_{\text{НПЗ}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (53,958 + 2 \cdot 22,844)} = 1,333 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(1)} = 3I_{\text{НПЗ}} ; \quad (70)$$

$$I_{K3}^{(1)} = 3 \cdot 1,333 = 3,998 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(1)} = I_{K3}^{(1)} \cdot \frac{X_{29}}{X_{29} + X_{30}} ; \quad (71)$$

$$I_{K3}^{(1)} = 3,998 \cdot \frac{89,934}{89,934 + 134,888} = 1,599 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{(1)} = I_{K2}^{(1)} - I_{K2}^{(1)} ; \quad (72)$$

$$I_{K3}^{(1)} = 3,998 - 1,599 = 2,399 \text{ кА}$$

## 2.4 Расчет токов КЗ в точке К4

На рисунке 7 показана схема замещения для расчета токов КЗ в точке К4.

Прямая последовательность:

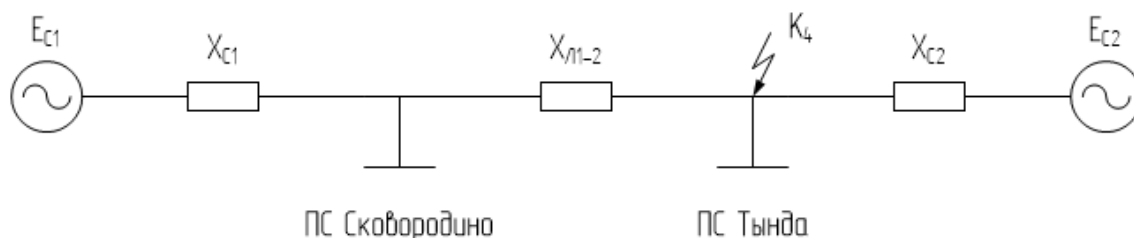


Рис. 8(а) - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К4 (прямая последовательность)

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{\Sigma III4} = \frac{(X_{C1} + X_{Л}) \cdot X_{C2}}{X_{C1} + X_{Л} + X_{C2}} ; \quad (73)$$

$$X_{\Sigma III4} = \frac{(14,279 + 27,776) \cdot 104,835}{14,279 + 27,776 + 104,835} = 19,086 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma III4}} ; \quad (74)$$

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 19,086} = 6,958 \text{ кА.}$$

$$I_{K4}^{\prime(3)} = I_{K4}^{(3)} \frac{X_{C1} + X_{Л}}{X_{C1} + X_{Л} + X_{C2}} ; \quad (75)$$

$$I_{K4}^{(3)} = 6,958 \cdot \frac{14,279 + 27,776}{14,279 + 27,776 + 34,945} = 3,8 \text{ кА.}$$

$$I_{K4}^{''(3)} = I_{K4}^{(3)} - I_{K4}'^{(3)} ; \quad (76)$$

$$I_{K4}^{''(3)} = 6,958 - 3,8 = 3,158 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K4}^{(3)} ; \quad (77)$$

$$I_{K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,958 = 6,025 \text{ кА.}$$

$$I_{K4}'^{(2)} = I_{K4}^{(2)} \cdot \frac{X_{C1} + X_L}{X_{C1} + X_L + X_{C2}} ; \quad (78)$$

$$I_{K4}'^{(2)} = 6,025 \cdot \frac{14,279 + 27,776}{14,279 + 27,776 + 34,945} = 3,291 \text{ кА.}$$

$$I_{K4}^{''(2)} = I_{K4}^{(2)} - I_{K4}'^{(2)} ; \quad (79)$$

$$I_{K4}^{''(2)} = 6,025 - 3,291 = 2,735 \text{ кА.}$$

Нулевая последовательность:

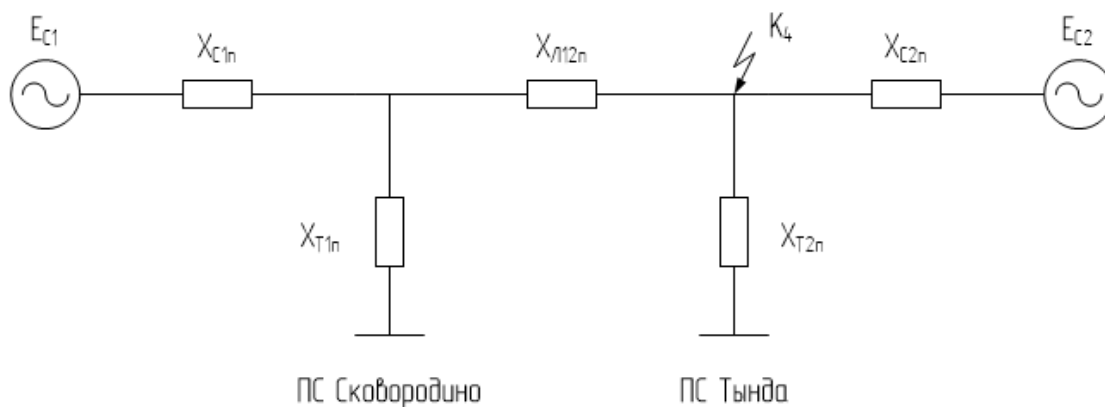


Рис. 8(б) - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К4 (нулевая последовательность)

Сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{1n4} = \frac{X_{T1n} \cdot X_{C1n}}{X_{T1n} + X_{C1n}} + X_{Ln} ; \quad (80)$$

$$X_{1n4} = \frac{9 \cdot 42,836}{9 + 42,836} + 94,442 = 101,88 \text{ Ом.}$$

$$X_{2n4} = \frac{X_{T2n} \cdot X_{C2n}}{X_{T2n} + X_{C2n}} ; \quad (81)$$

$$X_{2n4} = \frac{52 \cdot 104,835}{52 + 104,835} = 34,759 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma\Pi4} = \frac{X_{1n4} \cdot X_{2n4}}{X_{1n4} + X_{2n4}} ; \quad (82)$$

$$X_{\Sigma\Pi4} = \frac{101,88 \cdot 34,759}{101,88 + 34,759} = 25,917 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{НП4}} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Sigma\text{НП4}} + 2 \cdot X_{\Sigma\text{ПП4}})} ; \quad (83)$$

$$I_{\text{НП4}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (25,917 + 2 \cdot 19,086)} = 2,072 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К4}}^{(1)} = 3I_{\text{НП4}} ; \quad (84)$$

$$I_{\text{К4}}^{(1)} = 3 \cdot 2,072 = 6,216 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К4}}^{\prime(1)} = I_{\text{К4}}^{(1)} \cdot \frac{X_{\text{C1}} + X_{\text{Л}}}{X_{\text{C1}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{C2}}} ; \quad (85)$$

$$I_{\text{К4}}^{\prime(1)} = 6,216 \cdot \frac{14,279 + 27,776}{14,279 + 27,776 + 34,945} = 3,395 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{К4}}^{\prime\prime(1)} = I_{\text{К4}}^{(1)} - I_{\text{К4}}^{\prime(1)} ; \quad (86)$$

$$I_{\text{К4}}^{\prime\prime(1)} = 6,216 - 3,395 = 2,821 \text{ кА.}$$

Результаты расчета сведём в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Ток в расчетной точке, кА			
	К1	К2	К3	К4
Однофазное	13,15	3,488	3,998	6,216
Двухфазное	9,888	4,175	5,034	6,025
Трёхфазное	11,417	4,821	5,813	6,958

Кривые спада тока приведены в Приложении А.

### 3. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбранные 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.

В связи с построением высоковольтной линии 220 кВ «Тында – Сквородино №2» в ОРУ 220 кВ подстанции Сквородино необходимо построить дополнительную ячейку. Для дополнительной ячейки нужно выбрать выключатель и разъединитель.

#### 3.1 Выбор выключателя

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.

Кроме того, большинство выключателей должно пройти проверку на динамическую устойчивость.

Для выбора выключателя нам понадобятся следующие величины:

$I_{no}$  - ток трехфазного КЗ в точке К1;

$i_{y\partial}$  - ударный ток КЗ в точке К1;

$i_{at}$  - апериодическая составляющая тока;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение.

$K_{y\partial 220}$  - коэффициент ударного тока равный 1,75;

$t_{откл.выкл}$  - время отключения выключателя (принимается 0,02с);

$\Delta t$  - ступень селективности (принимается 1с);

$T_a$  – постоянная затухания (принимается 0,03).

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{no} \cdot K_{y\partial 220} ; \quad (87)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11,417 \cdot 1,75 = 28,256 \text{ кА.}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} I_{no} \cdot e^{-t/T_a} ; \quad (88)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 11,417 \cdot e^{-0,1/0,03} = 0,576 \text{ кА.}$$

$$T_{откл} = T_a + t_{откл.выкл} + \Delta t ; \quad (89)$$

$$T_{откл} = 0,03 + 0,02 + 1 = 1,05 \text{ с.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{K1} = I_{no1}^2 \cdot t_{откл1} ; \quad (90)$$

$$B_{K1} = 11,417^2 \cdot 1,05 = 90,865 \text{ МА}^2\text{с.}$$

Для установки в ОРУ 220 кВ принимаем выключатель серии Alstom GL314F3 с пофазным управлением.

Элегазовые колонковые выключатели серии GL 314 Alstom предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ. Сравнение расчетных и каталожных данных приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 28,456 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,417 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,417 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 15 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,576 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

### 3.2 Проверка установленных выключателей.

В связи с введением в эксплуатацию новой линии, изменились прогнозируемые токи короткого замыкания, поэтому проверке подлежат и установленные в ОРУ 220 кВ выключатели.

В ОРУ 220 кВ установлены выключатели типа:

Alstom GL314F3;

Alstom GL314.

Сравнение расчетных и каталожных данных выключателей Alstom GL314F3 и Alstom GL314 приведено в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Сравнение каталожных данных выключателя Alstom GL314F3 с расчетными.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 28,456 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 90,875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,417 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,417 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 15 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,576 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$



Таблица 4 – Сравнение каталожных данных выключателя Alstom GL314F3 с расчетными.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 28,456 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 136,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 11,417 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 11,417 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 15 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,576 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Данные выключатели удовлетворяют условиям выбора по электродинамической устойчивости, поэтому все выключатели типа Alstom GL314 и Alstom GL314F3 замене не подлежат.

### 3.3 Выбор разъединителя.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

Для установки в новую ячейку ОРУ 220кВ принимаем разъединитель РНДЗ-220/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя СН представлено в таблице 8.

Таблица 5 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РНДЗ-220/1000 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,465 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		

Продолжение таблицы 5

$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разьединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 3.4 Проверка установленных разьединителей.

В связи с введением в эксплуатацию новой линии, изменились прогнозируемые токи короткого замыкания, поэтому проверке подлежат и установленные в ОРУ 220 кВ разьединители типа: РГН-220/II/1000-40 УХЛ1, РНДЗ-220/1000 У1 и РНДЗ-220/1000 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных установленных разьединителей приведено в таблицах 6, 7 и 8.

Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных разьединителя типа РГН-220/II/1000-40.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 600 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,465 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Разьединители типа РГН-220/II/1000-40 удовлетворяют условиям выбора, поэтому не подлежат замене.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных разьединителя типа РНДЗ-220/1000 У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

Продолжение таблицы 6

$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 600 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,465 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Разъединители типа РНДЗ-220/1000 У1 удовлетворяют условиям выбора, поэтому не подлежат замене.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РНДЗ-220/1000 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 600 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,465 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 90,865 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Разъединители типа РНДЗ-220/1000 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора, поэтому не подлежат замене.

### 3.5 Выбор трансформатора тока

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичного тока до значений наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформатора тока осуществляется по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по длительному току;

- на электродинамическую стойкость (проверяется по предельным сквозным токам КЗ);
- по вторичной нагрузке:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (91)$$

где  $Z_{2ном}$  – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности (по каталогу);

$Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. На данном ОРУ установлены следующие приборы:

*СВ3021* - Амперметры и вольтметры серии 3021 предназначены для измерения действующего значения переменного тока или напряжения, соответственно, на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по гальванически развязанному интерфейсу RS485. Амперметры серии 3021 подключаются непосредственно к ИТТ, вольтметры серии 3021 подключаются непосредственно к ИТН, и измеряют действующее значение тока, протекающего через вторичную обмотку ИТТ или действующее значение напряжения на вторичной обмотке ИТН, соответственно. Потребляемая мощность не превышает 4 В·А. Мощность, потребляемая измерительной цепью амперметров серии 3021, не превышает 0,07 В·А; Мощность, потребляемая измерительной цепью вольтметров серии 3021, не превышает 0,2 В·А для СВ3021-100 и 0,5 В·А для СВ3021-250.

*СТР3021* - Ваттметры СР3021 предназначены для измерения активной мощности, варметры СТ3021 – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Приборы серии 3021 выполнены по трехэлементной схеме, подключаются непосредственно к ИТН и ИТТ и измеряют активную или реактивную мощность.

Потребляемая мощность не более 4 В·А. Мощность потребляемая измерительными цепями приборов серии 3021 не превышает - для токовых цепей - 0,07 В·А на фазу, - для цепей напряжения - 0,1 В·А на фазу.

*СЭТ-4ТМ* - счетчики предназначены для работы в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока для измерения и многотарифного учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии, при трансформаторном подключении по току и трансформаторном или непосредственном подключении по напряжению. Имеют два интерфейса RS-485 и оптопорт. Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более 0,1 В·А. Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, не более 1,5 В·А.

Определяем сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета (таблица 9).

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ОРУ 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
Амперметр	СА 3020	0,07	0,07	0,07
Ваттметр	СП 3020	0,07	-	0,07
Варметр	СП 3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ				
<b>ИТОГО</b>		0,31	0,17	0,31

Из таблицы видно, что наиболее загруженные трансформаторы тока фаз А и С.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ . Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = \Sigma R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K. \quad (92)$$

Определим нагрузку на трансформатор:

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K, \quad (93)$$

где  $R_{2НОМ}$  – допустимое сопротивление нагрузки на трансформаторе тока.

Сопротивление приборов:

$$\Sigma R_{приб} = \frac{S_\Sigma}{I_2^2}, \quad (94)$$

где  $S_\Sigma$  – мощность, потребляемая приборами (принимаяем из таблицы 9),

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора ( $I_2 = 5 A$ ).

Рассмотрим пример выбор трансформатора тока для выключателя на шинах 220 кВ:

Принимаем к установке трансформатор тока элегазовый ТФЗМ-220Б-III У1. Каталожные данные приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Каталожные данные трансформаторов тока серии ТФЗМ-220Б-III

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ , кВ	220
Номинальный ток $I_{НОМ}$ , А	600

Продолжение таблицы 10

Номинальный вторичный ток $I_2, A$	1
Обмотки для измерения	0,2
Обмотки для защиты	1 5P,10P
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi = 0,8 S_2, B \cdot A$	30
Ток электродинамической стойкости $i_{дин.}, кА$	12-100
Ток термической стойкости $I_{терм.ске}, кА$	8-39

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{0,31}{5^2} = 0,012 \text{ Ом};$$

$$R_{ПР} = 0,577 - 0,012 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом};$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S_{расч} = \frac{\rho \cdot L}{R_{ПР}}, \quad (95)$$

где  $L$  – длина соединительного кабеля ( $L = 100 \text{ м}$ ),

$\rho$  – удельное сопротивление материала кабеля ( $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ )

$$S_{расч} = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,46} = 3,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем медный кабель с сечением  $S = 4 \text{ мм}^2$ .

Уточняем сопротивление проводов:

$$R_{ПР} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (96)$$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{4} = 0,438 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_2 = 0,012 + 0,438 + 0,1 = 0,55 \text{ Ом.}$$

Проверяем условие (45):

$$0,577 \text{ Ом} \geq 0,55 \text{ Ом.}$$



## 6 ЗАЩИТА ЛИНИИ

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже  $0,6-0,7 U_{ном}$ , отключаются без выдержки времени.

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Условия работы резервных защит линий электропередачи 110-220 кВ в шкафах серии ШЭ2607 определяют рабочие уставки, которые рассчитываются для конкретного места установки шкафа с учётом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети. В данных рекомендациях рассматриваются уставки, относящиеся к функциям резервных защит линии (ДЗ, ТНЗНП, МТО, МТЗ), а также УРОВти АРПТ.

Условия работы шкафов серии ШЭ2607 определяют рабочие уставки, которые рассчитываются для конкретного места установки шкафа с учетом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети.

Для защиты линии выбираем шкаф серии ШЭ 2607 021021.

Шкафы типов ШЭ2607 021021, ШЭ2607 021 предназначены для дистанционной и токовой защит линий 110-220 кВ.

Шкаф типа ШЭ2607 021021 состоит из двух одинаковых комплектов с возможностью независимого обслуживания. Шкаф типа ШЭ2607 021 содержит один комплект.

Каждый комплект (в дальнейшем "комплект А1 (А2)") содержит трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и сигналов ВЧТО, передачу сигналов ВЧТО на другой конец линии, а также токовую отсечку (ТО), УРОВ и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 (А2) реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 021. Каждый шкаф выполнен по индивидуальной карте заказа.

## **6.1 Расчет уставок релейной защиты со стороны ПС «Сковородино»**

### **6.1.1 Токовая отсечка для линии электропередачи с двухсторонним питанием.**

Токовой отсечкой называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие. На ЛЭП с двусторонним питанием защиты устанавливаются на обоих концах линии.

В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. (см. рисунок 9)

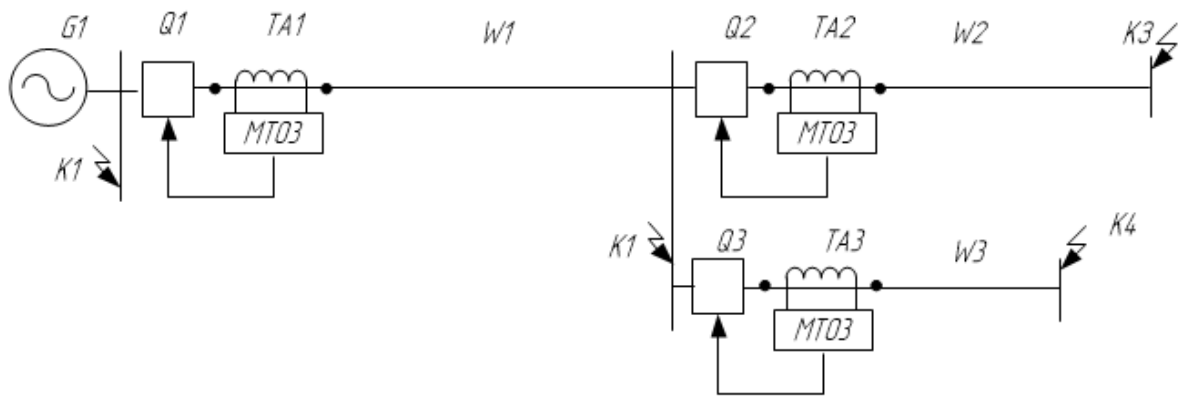


Рисунок 12 – Принципиальная схема МТО для линии электропередач.  
Уставки обоих комплектов защиты рассчитываются следующим образом:

$$I_{с.з} = k_{н1} \cdot I_{к.макс}^{(3)} ; \quad (205)$$

$$I_{с.з} = k_{н2} \cdot I_{кач.макс} ; \quad (206)$$

$$I_{кач.макс} = \frac{2 \cdot E}{X_{C1} + X_L + X_{C2}} ; \quad (207)$$

$$I_{кач.макс} = \frac{2 \cdot 230}{14,279 + 47,7 + 34,945} = 4,746 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 6,958 = 9,054 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 4,76 = 5,712 \text{ кА},$$

где  $I_{к.макс}^{(3)}$  – максимальный ток КЗ на шинах соседней подстанции.

$k_n$  – коэффициенты надёжности,  $k_{н1}$  выбирается аналогично отсечке на линиях с односторонним питанием и равен 1,3;  $k_{н2} = 1,2$ .

$I_{\text{кач.макс}}$  - максимальный ток качания, появляющийся при асинхронной работе источников питания.

За расчетный ток срабатывания отсечки принимается больший из полученных по вышеуказанным условиям.

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{CX}}{n_{TA}} ; \quad (208)$$

$$I_{c.p} = \frac{9,054 \cdot \sqrt{3}}{600/1} = 26.137 \text{ A.}$$

Защищаемая зона:

$$L_{\text{защ}} = \left( \frac{U_{\text{ном}}}{I_{c.з}} - X_{c1} \right) \cdot \frac{100}{X_{л}} ; \quad (209)$$

$$L_{\text{защ}} = \left( \frac{230}{9,054} - 14,279 \right) \cdot \frac{100}{47,7} = 23,32\% .$$

Поскольку зона, защищаемая защитой, больше 20-25%, то токовая отсечка на данной линии является эффективной. Дополнительно проверим по коэффициенту чувствительности защиты, который определяется по минимальному току двухфазного КЗ на шинах подстанции, где установлена отсечка.

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{CЗ}} ; \quad (210)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{9,888}{9,054} = 1,093 \leq 2$$

Поскольку коэффициент чувствительности меньше нормы, то установка данной защиты не целесообразна.

### 6.1.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

На первом этапе выполняется отстройка от максимального тока  $3I_0$ , протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции). Для получения максимального значения тока  $3I_0$  отключают трансформаторы на шинах приемной подстанции, разрывают параллельные связи, питающие точку КЗ.

Поскольку значение токов  $3I_0$  зависит от вида КЗ (однофазное или двухфазное на землю), расчетным является тот вид замыкания, где ток  $3I_0$  больше. Выбор расчетного вида КЗ производится в зависимости от соотношения сопротивлений прямой и нулевой последовательности, приведенных к рассматриваемой точке КЗ.

При  $x_{1\Sigma} > x_{0\Sigma}$  расчетным

является двухфазное КЗ на землю, при  $x_{1\Sigma} < x_{0\Sigma}$  — однофазное КЗ.

По наибольшему из полученных значений тока  $3I_0$  определяют ток срабатывания отсечки первой ступени.

Определяем уставки первых ступеней защиты сети:

$$I'_{\text{ос.з}} = k_3 \cdot 3 \cdot I_4^{(1)} ; \quad (211)$$

$$I'_{0с.з} = 1,3 \cdot 6,216 = 8,081 \text{ кА.}$$

$$t_{с.зIII} = 0 \text{ с.}$$

где  $k_3$  — коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас. При использовании реле типа РТ-40 для линий ПО—220 кВ  $k_3 = 1,3$ .

Вторая ступень ТЗНП:

$$I_{с.зII} = k_{зан} \cdot k_{ток} \cdot I_{сзI}; \quad (212)$$

$$I_{сзII} = 1,3 \cdot 0,35 \cdot 8,081 = 3,677 \text{ кА.}$$

$$t_{с.зIII} = 5 \text{ с.}$$

Применение органа направления мощности для отсечек вторых ступеней установленных на концах двух ПС одной линии, определяется следующим образом. Если время и ток срабатывания отсечки на подстанции 1 соответственно больше времени тока срабатывания отсечки подстанции 2 то на подстанции 1 защита выполняется ненаправленной, а на подстанции 2 — направленной.

Третья ступень ТЗНП:

$$I_{с.зIII} = k_{зан} \cdot \varepsilon \cdot k_a \cdot I_{кз}^{(3)}; \quad (213)$$

$$I_{с.зIII} = 1,3 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 6,958 = 0,904 \text{ кА.}$$

$$t_{с.зIII} = 15с.$$

$$k_{чТЗНП} = \frac{I^{(3)4}}{I_{сзIII}} \geq 1,5 ; \quad (214)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{6,958}{0,904} = 7,692 \geq 1,5,$$

Допускается уменьшение коэффициента чувствительности до 1,3 при наличии резервирования (третьей ступени), а также проверка условия  $k_{ч}^{II}$  в каскаде при наличии защиты шин на приемной подстанции. 2 ступень проходит проверку по коэффициенту чувствительности.

Т.к. коэффициент чувствительности больше требуемого, то применение защиты является целесообразным.

Стоит отметить, что вторая ступень защиты должна отстраиваться от первых ступеней смежных линий. Она должна полностью защищать свою линию и быть согласованной с первой ступенью следующей линии. При расчете этой ступени вводится коэффициент токораспределения:

$$k_{Т/Р} = \frac{3 \cdot I_{КЗ/лин.1}^{(1)}}{3 \cdot I_{КЗ/лин.2}^{(1)}} \quad (215)$$

#### 4.1.3 Дистанционная защита линии

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим

дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.(см. рисунок 8)

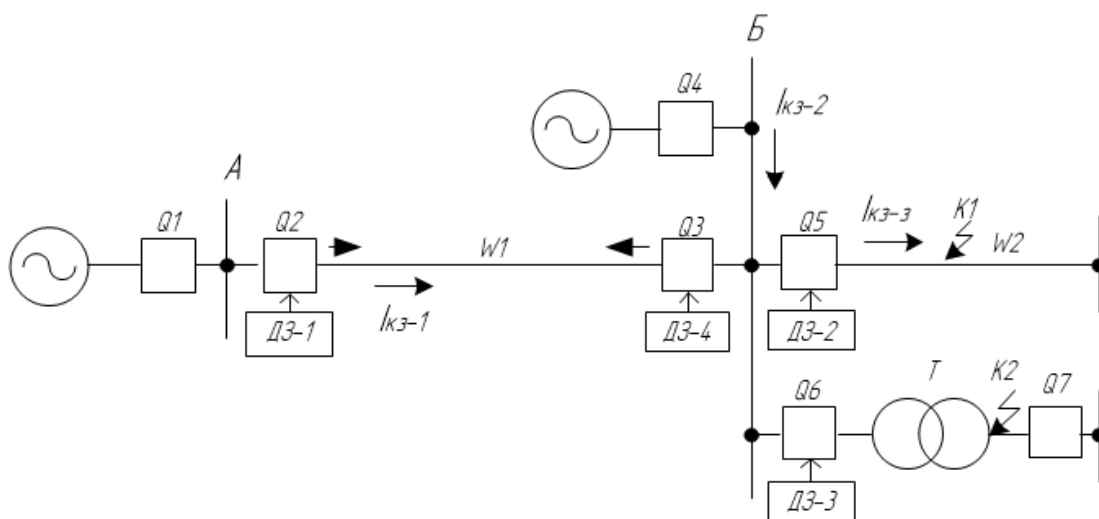


Рисунок 13 – Принципиальная схема выполнения дистанционной защиты на ЛЭП.

1. Предварительно в зависимости от марки провода определяется полное комплексное сопротивление линии:

$$Z_{л} = \sqrt{X_0^2 + R_0^2} \cdot L_{л} ; \quad (216)$$

$$Z_{л} = \sqrt{0,097^2 + 0,307^2} \cdot 155,3 = 49,841 \text{ Ом.}$$



2. Определим сопротивление срабатывания первой ступени защит ДЗ-1, ДЗ-2 для линии:

$$Z_{c.з}^I = k_3 \cdot Z_n ; \quad (217)$$

$$Z_{c.з}^I = 0,85 \cdot 49,841 = 42,365 \text{ Ом},$$

где  $k_3 = 0,85$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

Выдержка времени первой ступени:

$$t_{c.з1}^I = 0,1 \div 0,2$$

3. Уставка срабатывания второй ступени защиты ДЗ-1 выбирается по двум основным условиям:

1) Согласуется по чувствительности с первой ступенью защит следующих линий. Так как от ОРУ 220кВ ПС Сквородино отходят три линии, то согласование с первой ступенью защиты мы будем проводить с линией, уставка на первой ступени защиты которой будет наименьшей. В числе этих линий будут: ВЛ 220 кВ «Ульручи – Сквородино», ВЛ 220 кВ «Сквородино – БАМ» и ВЛ 220 кВ «Сквородино – Уруша».

1. ВЛ 220 кВ «Сквородино – Уруша»:

Марка провода – АС 300/39. Длина линии – 76,7 км.

$X_{01} = 0,404 \text{ Ом/км};$

$R_{01} = 0,096 \text{ Ом/км}.$

$$Z_{01} = \sqrt{R_{01}^2 \cdot X_{01}^2} ; \quad (218)$$

$$Z_{01} = \sqrt{0,096^2 \cdot 0,404^2} = 0,415 \text{ Ом.}$$

$$Z_{Л1} = L_{Л1} \cdot Z_{01} ; \quad (219)$$

$$Z_{Л1} = 0,415 \cdot 76,7 = 31,831 \text{ Ом.}$$

$Z_{01}$  - погонное сопротивление на 1 км линии, определяемое стандартными расчетами, данные для расчетов берем исходя из данных схемы, а так же по справочным данным, ориентируясь на марку кабеля.

$$Z'_{с.з1л} = 0,85 \cdot Z_{Л1} ; \quad (220)$$

$$Z'_{с.з1л1} = 0,85 \cdot 31,831 = 27,056 \text{ Ом,}$$

$$Z''_{с.з1л1} = 0,85 \cdot (Z_{Л1} + k_{отстройки} \cdot Z'_{с.з1л1}) ; \quad (221)$$

$$Z''_{с.з1кл1} = 0,85 \cdot (31,831 + 0,85 \cdot 27,056) = 46,604 \text{ Ом,}$$

где  $Z'_{с.з.1л1}$  - уставка срабатывания первой ступени защиты смежной линии;

$k_{отстройки}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 0,85.

1. ВЛ 220 кВ «Ульручи - Сковородино»:

Марка провода – АС 300/39. Длина линии – 29,6 км.

$$X_{02} = 0,404 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{02} = 0,096 \text{ Ом/км.}$$

$$Z_{02} = \sqrt{R_{02}^2 \cdot X_{02}^2} ; \quad (222)$$

$$Z_{02} = \sqrt{0,096^2 \cdot 0,404^2} = 0,415 \text{ Ом.}$$

$$Z_{Л2} = L_{Л2} \cdot Z_{02} ; \quad (223)$$

$$Z_{Л2} = 0,415 \cdot 29,6 = 12,284 \text{ Ом.}$$

$$Z_{c.з1л2} = 0,85 \cdot Z_{Л2} ; \quad (224)$$

$$Z_{c.з1л2} = 0,85 \cdot 12,284 = 10,441 \text{ Ом}$$

$$Z_{c.з1л2}'' = 0,85 \cdot (Z_{Л2} + k_{отстройки} \cdot Z_{c.з1л2}) ; \quad (225)$$

$$Z_{c.з1л2}'' = 0,85 \cdot (12,284 + 0,85 \cdot 10,441) = 17,985 \text{ Ом,}$$

1. ВЛ 220 кВ «Ульручи - Сквородино»:

Марка провода – АС 300/39. Длина линии – 22,6 км.

$$X_{03} = 0,404 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{03} = 0,096 \text{ Ом/км.}$$

$$Z_{03} = \sqrt{R_{03}^2 \cdot X_{03}^2} ; \quad (226)$$

$$Z_{03} = \sqrt{0,096^2 \cdot 0,404^2} = 0,415 \text{ Ом.}$$

$$Z_{Л3} = L_{Л3} \cdot Z_{03} ; \quad (227)$$

$$Z_{Л3} = 0,415 \cdot 22,6 = 9,379 \text{ Ом.}$$

$$Z_{c.з1л3} = 0,85 \cdot Z_{Л3} ; \quad (228)$$

$$Z_{c.31Л3}^{\wedge} = 0,85 \cdot 12,284 = 7,972 \text{ Ом},$$

$$Z_{c.31Л3}^{\wedge\wedge} = 0,85 \cdot (Z_{Л3} + k_{отстройки} \cdot Z_{c.31Л3}^{\wedge}); \quad (229)$$

$$Z_{c.31К3}^{\wedge\wedge} = 0,85 \cdot (9,379 + 0,85 \cdot 7,972) = 13,726 \text{ Ом},$$

2) Отстраивается от КЗ на шинах среднего или низшего напряжения ПС «Сковородино» за трансформатором:

На ПС «Сковородино» установлены два силовых трансформатора АТДЦТ(Г)Н – 6300/220/110/35 У1. Проводим расчет сопротивлений обмоток трансформатора с учетом наличия РПН, поскольку в расчетах требуется минимальное сопротивление.

Исходные данные берем из каталога:

$$S_{ном.т} = 63 \text{ МВА}; \Delta U_{КВС} = 11 \%; \Delta U_{КВН} = 35 \%; \Delta U_{КЧН} = 22 \%.$$

Рассчитаем сопротивления обмоток силового трансформатора без учета РПН:

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{КВС} + \Delta U_{КВН} - \Delta U_{КЧН}); \quad (230)$$

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (11 + 35 - 22) = 12 \%,$$

$$\Delta U_C = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{КВС} + \Delta U_{КЧН} - \Delta U_{КВН}); \quad (231)$$

$$\Delta U_C = \frac{1}{2} \cdot (11 + 22 - 35) = -1 \%,$$

$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{КВН} + \Delta U_{КЧН} - \Delta U_{КВС}); \quad (232)$$

$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (35 + 22 - 11) = 23 \%,$$

$$X_B = \frac{\Delta U_B \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{ном.т}} ; \quad (233)$$

$$X_B = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 100,762 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{\Delta U_C \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{ном.т}} ; \quad (234)$$

$$X_C = \frac{-1 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = -8,397 \text{ Ом},$$

$$X_H = \frac{\Delta U_H \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{ном.т}} ; \quad (235)$$

$$X_H = \frac{23 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 193,127 \text{ Ом}.$$

РПН максимум может понизить напряжение на 12%:

$$k_{РПН} = (1 - 0,12) = 0,88 \quad (236)$$

Рассчитаем сопротивления обмоток силового трансформатора с учетом РПН:

$$X_B = \frac{\Delta U_B}{100} \cdot \frac{(k_{РПН} \cdot U_{номВ})^2}{S_{ном.т}} ; \quad (237)$$

$$X_B = \frac{12}{100} \cdot \frac{(0,88 \cdot 230)^2}{63} = 78,03 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{\Delta U_C}{100} \cdot \frac{(U_{номВ})^2}{S_{ном.т}} ; \quad (238)$$

$$X_C = \frac{-1}{100} \cdot \frac{(230)^2}{63} = -8,397 \text{ Ом},$$

$$X_H = \frac{\Delta U_H}{100} \cdot \frac{(k_{PIH} \cdot U_{номВ})^2}{S_{ном.т}} ; \quad (239)$$

$$X_H = \frac{23}{100} \cdot \frac{(0,88 \cdot 230)^2}{63} = 149,558 \text{ Ом}.$$

Считаем сопротивление срабатывания защиты на шинах высокого напряжения, так как берется минимальное сопротивление:

$$Z''_{c.з1mp-pa} = 0,85 \cdot X_B ; \quad (240)$$

$$Z''_{c.з1mp-pa} = 0,85 \cdot 78,03 = 66,326 \text{ Ом}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты равное меньшему значению сопротивления:

$$Z''_{c.з1} = Z''_{c.з1л3} ; \quad (241)$$

$$Z''_{c.з1} = Z''_{c.з1л3} = 13,726 \text{ Ом}.$$

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности:

$$k_q^{II} = \frac{Z''_{c.з1}}{Z_{л3}} ; \quad (242)$$

$$k_q^{II} = \frac{13,726}{9,379} = 1,463 \geq 1,25,$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормам, далее определим выдержку времени второй ступени защиты, применительно к ДЗ-1:

$$t_{c.з1лз}^{\wedge} = 0,5 \text{ с}; \Delta t = 0,5 \text{ с},$$

$$t_{c.з1}^{\wedge\wedge} = t_{c.з1лз}^{\wedge} + \Delta t; \quad (243)$$

$$t_{c.з1}^{\wedge\wedge} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}.$$

3. Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы.

Зададимся исходными данными:

$k_{надежн}$  - коэффициент надежности равный 1,15;

$k_{возвр}$  - коэффициент возврата равный 1,1;

$k_{запуск.двиг}$  - коэффициент запуска двигателей;

$I_{раб.макс}$  - максимальный рабочий ток, принимаем равным длительно допустимому току 0,71 кА;

$\varphi_{раб}$  - рабочий угол соответствующий нагрузочному режиму линии после отключения внешнего КЗ, принимаем 28 градусов;

$\varphi_{м.ч}$  - угол максимальной чувствительности зависит от типа реле и равен 65 или 85 градусов.

Определим минимальное рабочее сопротивление для направленной защиты:

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,8 \cdot U_{\text{ном.В}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{запуск.двиг}} \cdot k_{\text{надежн}} \cdot k_{\text{возвр}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{раб}})} ; \quad (244)$$

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,8 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 0,7 \cdot \cos(65 - 28)} = 96,581 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания 3 ступени:

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{раб.мин}}}{k_{\text{надежн}} \cdot k_{\text{возвр}}} ; \quad (245)$$

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{96,581}{1,15 \cdot 1,1} = 76,349 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит.

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}} + \Delta t ; \quad (246)$$

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с,}$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования не рассчитывается в виду недостатка данных. И короткое замыкание рассматривается в конце защищаемой линии, а не в конце последующей линии.

Чувствительность третьей ступени защиты в зоне защищаемой линии защит ДЗ-1 и ДЗ-2:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}}} ; \quad (247)$$



$$k_v^{III} = \frac{76,349}{49,841} = 1,532 > 1,5,$$

Коэффициент чувствительности при коротком замыкании в конце защищаемой линии должен быть не менее 1,5, а при коротком замыкании в зоне резервирования - не менее 1,2.

Ток срабатывания пусковых органов дистанционной защиты, выполненных с помощью токовых реле:

$$I_{ср.п.орг} = \frac{k_{запуск.двиг} \cdot k_{надежн} \cdot I_{раб.макс}}{k_{возвр}} \text{ А}; \quad (248)$$

$$I_{ср.п.орг} = \frac{1,6 \cdot 1,15 \cdot 0,71}{1,1} = 1188 \text{ А.}$$

Если необходимо обеспечить избирательность поврежденных фаз, то ток срабатывания защиты должен выбираться с учетом второго условия.

Сопротивление срабатывания реле:

$$Z_{ср.рел} = Z_{сз} \cdot \frac{K_{mI}}{K_{mV}}; \quad (249)$$

$$Z_{ср.рел} = 76,349 \cdot \frac{600/1}{220/0,1} = 20,822 \text{ Ом,}$$

где  $K_{mI}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{mV}$  - коэффициент трансформации напряжения;

$Z_{сз}$  - сопротивление срабатывания третьей ступени защиты.

В результате расчета произведена успешная отстройка защит с первой по третью ступени, определены выдержки времени срабатывания защиты, а так же

рассчитан коэффициент чувствительности защиты, который удовлетворяет нормам. Исходя из всего выше сказанного, можно сделать вывод о пригодности к установке дистанционной защиты.

#### 4.2 Расчет уставок релейной защиты со стороны ПС «Тында»

Для защиты линии со стороны ПС «Тында» принимаем тот же шкаф ШЭ 2607 021021 и рассчитаем уставки подобным образом.

##### 4.2.1 Токовая отсечка для линии электропередачи с двухсторонним питанием.

$$I_{с.з} = k_{н1} \cdot I_{к.макс}^{(3)} ; \quad (250)$$

$$I_{с.з} = k_{н2} \cdot I_{кач.макс} ; \quad (251)$$

$$I_{кач.макс} = \frac{2 \cdot E}{X_{C1} + X_{Л} + X_{C2}} ; \quad (252)$$

$$I_{кач.макс} = \frac{2 \cdot 230}{14,279 + 47,7 + 34,945} = 4,746 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 11,417 = 14,842 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 4,76 = 5,712 \text{ кА},$$

За расчетный ток срабатывания отсечки принимается больший из полученных по вышеуказанным условиям.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{CX}}{n_{ТА}} ; \quad (253)$$

$$I_{c.p} = \frac{9,054 \cdot \sqrt{3}}{600/1} = 42,547 \text{ A.}$$

Защищаемая зона:

$$L_{защ} = \left( \frac{U_{ном}}{I_{c.з}} - X_{c2} \right) \cdot \frac{100}{X_{л2}} ; \quad (254)$$

$$L_{защ} = \left( \frac{230}{14,272} - 34,945 \right) \cdot \frac{100}{47,7} = -39,47\% .$$

Поскольку зона, защищаемая защитой, меньше 20-25%, то токовая отсечка на данной линии является неэффективной.

Поскольку защищаемая зона меньше нормы, то установка данной защиты не целесообразна.

#### 4.2.2 Токовая защита нулевой последовательности

Определяем уставки первых ступеней защиты сети:

$$I_{0c.з}^I = k_з \cdot 3 \cdot I_4^{(1)} ; \quad (255)$$

$$I_{0c.з}^I = 1,3 \cdot 13,15 = 17,095 \text{ кА.}$$

$$t_{c.зIII} = 0 \text{ с.}$$

Вторая ступень ТЗНП:

$$I_{c.зII} = k_{зан} \cdot k_{ток} \cdot I_{cзI} ; \quad (256)$$

$$I_{cзII} = 1,3 \cdot 0,35 \cdot 17,095 = 7,778 \text{ кА.}$$

$$t_{c.зIII} = 5 \text{ с.}$$

Третья ступень ТЗНП:

$$I_{c.зIII} = k_{зан} \cdot \varepsilon \cdot k_a \cdot I_{кз}^{(3)} ; \quad (257)$$

$$I_{c.зIII} = 1,3 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 11,417 = 1,484 \text{ кА.}$$

$$t_{c.зIII} = 15 \text{ с.}$$

$$k_{чТЗНП} = \frac{I^{(3)}}{I_{cзIII}} \geq 1,5 ; \quad (258)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{6,958}{0,904} = 7,693 \geq 1,5,$$

Т.к. коэффициент чувствительности больше требуемого, то применение защиты является целесообразным.

#### 4.2.3 Дистанционная защита линии

1. Определим сопротивление срабатывания первой ступени защит ДЗ-1, ДЗ-2 для линии:

$$Z_{c.з}^I = k_3 \cdot Z_{л} ; \quad (259)$$

$$Z_{c.з}^I = 0,85 \cdot 49,841 = 42,365 \text{ Ом,}$$

где  $k_3 = 0,85$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

Выдержка времени первой ступени:

$$t'_{c.з1} = 0,1 \div 0,2$$

3. Уставка срабатывания второй ступени защиты ДЗ-1 выбирается по двум основным условиям:

1) Согласуется по чувствительности с первой ступенью защит следующих линий. Так как от ОРУ 220кВ ПС «Тында» отходят четыре линии, то согласование с первой ступенью защиты мы будем проводить с линией, уставка на первой ступени защиты которой будет наименьшей. В числе этих линий будут: ВЛ 220 кВ «НГРЭС – Тында I», ВЛ 220 кВ «НГРЭС – Тында II», ВЛ 220 кВ «Тында - Хорогочи» и ВЛ 220 кВ «Тында – Дипкун».

1. ВЛ 220 кВ «НГРЭС – Тында I»:

Марка провода – АС 300/39. Длина линии – 183,58 км.

$$X_{01} = 0,404 \text{ Ом/км};$$

$$R_{01} = 0,096 \text{ Ом/км}.$$

$$Z_{01} = \sqrt{R_{01}^2 \cdot X_{01}^2}; \quad (260)$$

$$Z_{01} = \sqrt{0,096^2 \cdot 0,404^2} = 0,415 \text{ Ом}.$$

$$Z_{Л1} = L_{Л1} \cdot Z_{01}; \quad (261)$$

$$Z_{Л1} = 0,415 \cdot 183,58 = 76,186 \text{ Ом}.$$

$$Z'_{c.з1л} = 0,85 \cdot Z_{Л1}; \quad (262)$$

$$Z'_{c.з1л1} = 0,85 \cdot 76,186 = 64,758 \text{ Ом},$$

$$Z''_{c.з1л1} = 0,85 \cdot (Z_{Л1} + k_{отстройки} \cdot Z'_{c.з1л1}); \quad (263)$$

$$Z_{с.з1кЛ1}^{\wedge} = 0,85 \cdot (76,186 + 0,85 \cdot 64,758) = 111,546 \text{ Ом},$$

2. ВЛ 220 кВ «НГРЭС – Тында II»:

Марка провода – АС 300/39. Длина линии – 183,58 км.

$$X_{01} = 0,404 \text{ Ом/км};$$

$$R_{01} = 0,096 \text{ Ом/км}.$$

$$Z_{01} = \sqrt{R_{01}^2 \cdot X_{01}^2} ; \quad (264)$$

$$Z_{01} = \sqrt{0,096^2 \cdot 0,404^2} = 0,415 \text{ Ом}.$$

$$Z_{Л1} = L_{Л1} \cdot Z_{01} ; \quad (265)$$

$$Z_{Л1} = 0,415 \cdot 183,58 = 76,186 \text{ Ом}.$$

$$Z_{с.з1Л}^{\wedge} = 0,85 \cdot Z_{Л1} ; \quad (266)$$

$$Z_{с.з1Л1}^{\wedge} = 0,85 \cdot 76,186 = 64,758 \text{ Ом},$$

$$Z_{с.з1Л1}^{\wedge\wedge} = 0,85 \cdot (Z_{Л1} + k_{отстройки} \cdot Z_{с.з1Л}^{\wedge}) ; \quad (267)$$

$$Z_{с.з1кЛ1}^{\wedge\wedge} = 0,85 \cdot (76,186 + 0,85 \cdot 64,758) = 111,546 \text{ Ом},$$

3. ВЛ 220 кВ «Тында - Хорогочи»:

Марка провода – АС 300/39. Длина линии – 74,45 км.

$$X_{03} = 0,404 \text{ Ом/км};$$

$$R_{03} = 0,096 \text{ Ом/км}.$$

$$Z_{03} = \sqrt{R_{03}^2 \cdot X_{03}^2} ; \quad (268)$$

$$Z_{03} = \sqrt{0,096^2 \cdot 0,404^2} = 0,415 \text{ Ом.}$$

$$Z_{Л3} = L_{Л3} \cdot Z_{03} ; \quad (269)$$

$$Z_{Л3} = 0,415 \cdot 74,45 = 30,895 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{с.зл.л3}} = 0,85 \cdot Z_{Л3} ; \quad (270)$$

$$Z_{\text{с.зл.л3}} = 0,85 \cdot 30,895 = 26,261 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{с.зл.л3}}^{\prime\prime} = 0,85 \cdot (Z_{Л3} + k_{\text{отстройки}} \cdot Z_{\text{с.зл.л3}}) ; \quad (271)$$

$$Z_{\text{с.зл.л3}}^{\prime\prime} = 0,85 \cdot (30,895 + 0,85 \cdot 26,261) = 18,973 \text{ Ом,}$$

4. ВЛ 220 кВ «Тында - Хорогочи»:

Марка провода – АС 300/39. Длина линии – 147,756 км.

$$X_{03} = 0,404 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{03} = 0,096 \text{ Ом/км.}$$

$$Z_{04} = \sqrt{R_{04}^2 \cdot X_{04}^2} ; \quad (272)$$

$$Z_{04} = \sqrt{0,096^2 \cdot 0,404^2} = 0,415 \text{ Ом.}$$

$$Z_{Л4} = L_{Л4} \cdot Z_{04} ; \quad (273)$$

$$Z_{Л4} = 0,415 \cdot 147,756 = 61,319 \text{ Ом.}$$

$$Z_{c.31л4}^{\wedge} = 0,85 \cdot Z_{Л4} ; \quad (274)$$

$$Z_{c.31л4}^{\wedge} = 0,85 \cdot 61,319 = 52,121 \text{ Ом},$$

$$Z_{c.31л4}^{\wedge\wedge} = 0,85 \cdot (Z_{Л3} + k_{отстройки} \cdot Z_{c.31л3}^{\wedge}) ; \quad (275)$$

$$Z_{c.31л4}^{\wedge\wedge} = 0,85 \cdot (61,319 + 0,85 \cdot 52,121) = 89,779 \text{ Ом}.$$

2) Отстраивается от КЗ на шинах среднего или низшего напряжения ПС «Сковородинно» за трансформатором:

Предположительно на ПС «Тында» установлены два силовых трансформатора АДЦТ(Г)Н – 6300/220/110/35 У1. Проводим расчет сопротивлений обмоток трансформатора с учетом наличия РПН, поскольку в расчетах потребуется минимальное сопротивление.

Исходные данные берем из каталога:

$$S_{ном.т} = 63 \text{ МВА}; \Delta U_{КВС} = 11 \% ; \Delta U_{КВН} = 35 \% ; \Delta U_{КСН} = 22 \% .$$

Рассчитаем сопротивления обмоток силового трансформатора без учета РПН:

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{КВС} + \Delta U_{КВН} - \Delta U_{КСН}) ; \quad (276)$$

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (11 + 35 - 22) = 12 \% ,$$

$$\Delta U_C = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{КВС} + \Delta U_{КСН} - \Delta U_{КВН}) ; \quad (277)$$

$$\Delta U_C = \frac{1}{2} \cdot (11 + 22 - 35) = -1 \% ,$$



$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{KBH} + \Delta U_{KCH} - \Delta U_{KBC}) \quad (278)$$

$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (35 + 22 - 11) = 23 \%,$$

$$X_B = \frac{\Delta U_B \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{ном.м}} ; \quad (279)$$

$$X_B = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 100,762 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{\Delta U_C \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{ном.м}} ; \quad (280)$$

$$X_C = \frac{-1 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = -8,397 \text{ Ом},$$

$$X_H = \frac{\Delta U_H \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{ном.м}} ; \quad (281)$$

$$X_H = \frac{23 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 193,127 \text{ Ом}.$$

РПН максимум может понизить напряжение на 12%:

$$k_{РПН} = (1 - 0,12) = 0,88 \quad (282)$$

Рассчитаем сопротивления обмоток силового трансформатора с учетом РПН:

$$X_B = \frac{\Delta U_B}{100} \cdot \frac{(k_{РПН} \cdot U_{номВ})^2}{S_{ном.м}} ; \quad (283)$$

$$X_B = \frac{12}{100} \cdot \frac{(0,88 \cdot 230)^2}{63} = 78,03 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{\Delta U_C}{100} \cdot \frac{(U_{номВ})^2}{S_{ном.т}} ; \quad (284)$$

$$X_C = \frac{-1}{100} \cdot \frac{(230)^2}{63} = -8,397 \text{ Ом},$$

$$X_H = \frac{\Delta U_H}{100} \cdot \frac{(k_{ПИИ} \cdot U_{номВ})^2}{S_{ном.т}} ; \quad (285)$$

$$X_H = \frac{23}{100} \cdot \frac{(0,88 \cdot 230)^2}{63} = 149,558 \text{ Ом}.$$

Считаем сопротивление срабатывания защиты на шинах высокого напряжения, так как берется минимальное сопротивление:

$$Z''_{с.з1мп-ра} = 0,85 \cdot X_B ; \quad (286)$$

$$Z''_{с.з1мп-ра} = 0,85 \cdot 78,03 = 66,326 \text{ Ом}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты равное меньшему значению сопротивления:

$$Z''_{с.з1} = Z''_{с.з1л3} ; \quad (287)$$

$$Z''_{с.з1} = Z''_{с.з1л3} = 26,261 \text{ Ом}.$$

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности:

$$k_q^{II} = \frac{Z_{c.з1}^{\wedge}}{Z_{л3}} ; \quad (288)$$

$$k_q^{II} = \frac{30,895}{26,261} = 1,27 \geq 1,25,$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормам, далее определим выдержку времени второй ступени защиты, применительно к ДЗ-1:

$$t_{c.з1л3}^{\wedge} = 0,5 \text{ с} ; \Delta t = 0,5 \text{ с},$$

$$t_{c.з1}^{\wedge\wedge} = t_{c.з1л3}^{\wedge} + \Delta t ; \quad (289)$$

$$t_{c.з1}^{\wedge\wedge} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}.$$

### 3. Уставка срабатывания третьей ступени:

Зададимся исходными данными:

$k_{надежн}$  - коэффициент надежности равный 1,15;

$k_{возвр}$  - коэффициент возврата равный 1,1;

$k_{запуск.двиг}$  - коэффициент запуска двигателей;

$I_{раб.макс}$  - максимальный рабочий ток, принимаем равным длительно допустимому току 0,71 кА;

$\varphi_{раб}$  - рабочий угол соответствующий нагрузочному режиму линии после отключения внешнего КЗ, принимаем 28 градусов;

$\varphi_{м.ч}$  - угол максимальной чувствительности зависит от типа реле и равен 65 или 85 градусов.

Определим минимальное рабочее сопротивление для направленной защиты:

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,8 \cdot U_{\text{ном.В}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{запуск.двиг}} \cdot k_{\text{надежн}} \cdot k_{\text{возвр}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{раб}})} ; \quad (290)$$

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,8 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 0,7 \cdot \cos(65 - 28)} = 96,581 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания 3 ступени:

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{раб.мин}}}{k_{\text{надежн}} \cdot k_{\text{возвр}}} ; \quad (291)$$

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{96,581}{1,15 \cdot 1,1} = 76,349 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит.

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}} + \Delta t ; \quad (292)$$

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с,}$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования не рассчитывается в виду недостатка данных. И короткое замыкание рассматривается в конце защищаемой линии, а не в конце последующей линии.

Чувствительность третьей ступени защиты в зоне защищаемой линии защит ДЗ-1 и ДЗ-2:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}}} ; \quad (293)$$

$$k_q^{III} = \frac{76,349}{49,841} = 1,532 > 1,5,$$

Ток срабатывания пусковых органов дистанционной защиты, выполненных с помощью токовых реле:

$$I_{ср.пуск.орг} = \frac{k_{запуск.двиг} \cdot k_{надежн} \cdot I_{раб.макс}}{k_{возвр}} \text{ А}; \quad (294)$$

$$I_{ср.пуск.орг} = \frac{1,6 \cdot 1,15 \cdot 0,71}{1,1} = 1188 \text{ А.}$$

Сопротивление срабатывания реле:

$$Z_{ср.рел} = Z_{сз} \cdot \frac{K_{mI}}{K_{mV}}; \quad (295)$$

$$Z_{ср.рел} = 76,349 \cdot \frac{600/1}{220/0,1} = 20,822 \text{ Ом,}$$

где  $K_{mI}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{mV}$  - коэффициент трансформации напряжения;

$Z_{сз}$  - сопротивление срабатывания третьей ступени защиты.

В результате расчета произведена успешная отстройка защит с первой по третью ступени, определены выдержки времени срабатывания защиты, а так же рассчитан коэффициент чувствительности защиты, который удовлетворяет нормам. Исходя из всего выше сказанного, можно сделать вывод о пригодности к установке дистанционной защиты.



## 7 АВТОМАТИКА

Для управления выключателем и устройствами автоматики принимаем шкаф ШЭ 2607 019.

Шкафы типов ШЭ2607 019, ШЭ2607 019019 предназначены для управления, защиты и автоматики выключателя напряжением 110 - 220 кВ.

Шкаф типа ШЭ2607 019019 состоит из двух одинаковых комплектов с возможностью независимого обслуживания.

Шкаф типа ШЭ2607 019 состоит из одного комплекта. Комплект реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ, ЗНФ и ЗНФР.

Аппаратно указанные выше функции комплекта реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 019

Шкаф ШЭ 2607 019 содержит следующие устройства автоматического управления:

1. Защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и от неполнофазных режимов (ЗНФР).
2. Блокировка от многократных включений.
3. Автоматическое повторное включение (АПВ)
4. Устройство резервирования отказов выключателя.
5. Автоматический ввод резервов (АВР).

### **7.1 Защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазных режимов (ЗНФР).**

Назначение защиты:

При включении выключателя, имеющего пофазный привод (воздушные выключатели, масляные и маломасляные выключатели 220 кВ, некоторые типы элегазовых выключателей 220 кВ), возможен режим, когда одна или две фазы выключателя остаются в положении «отключено». При этом на присоединении возникает неполнофазный режим.

Такой же режим выключателя может возникнуть и при неполно-фазном отключении выключателя.

Неполнофазный режим может сопровождаться протеканием несимметричных токов нагрузки, опасных в некоторых случаях для электрооборудования. Для защиты от указанного выше режима на выключателях, имеющих пофазный привод, устанавливается защита от непереключения фаз (ЗНФ).

Краткое описание защиты:

Защита приходит в действие при несоответствии положения блокконтактов различных фаз выключателя. Блокконтакты выключателя установлены в шкафу управления и повторяют положение силовых контактов выключателя. При подаче команды на включение выключателя блокконтакты всех фаз выключателя переходят из положения «отключено» в положение «включено». При отказе во включении одной или двух фаз выключателя блокконтакты этой фазы (фаз) остаются в положении «отключено», а блок-контакт включившейся фазы (фаз) оказывается в положении «включено». Подобное явление может быть и при неполнофазном отключении выключателя. Возникающее при этом несоответствие положения блок-контактов фаз выключателя приводит к пуску ЗНФ.

## **7.2 Автоматическое повторное включение (АПВ)**

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.



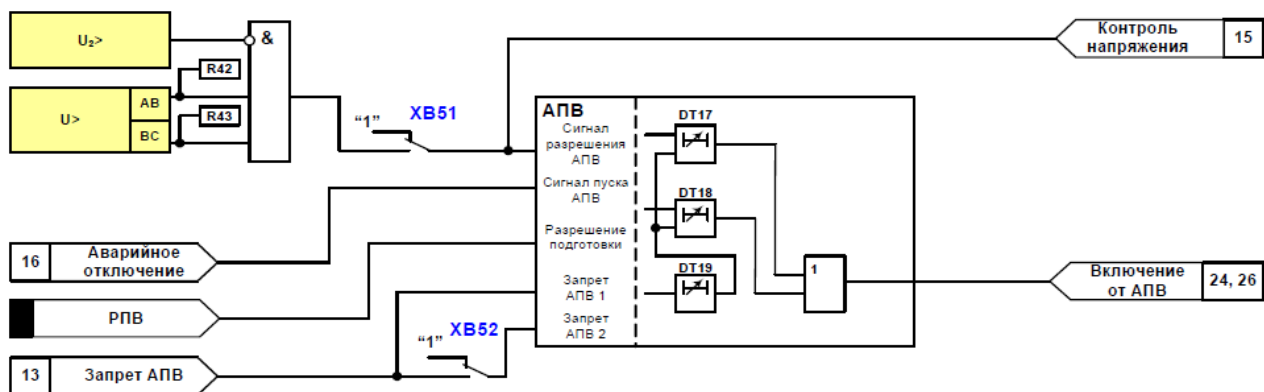


Рисунок 14 – Схема АПВ

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства АПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности АПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное АПВ (НАПВ); в) АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.О} + \Delta t, \quad (296)$$

где  $t_{д.с.}$  - время деионизации среды, примерно равное 0,3 сек.;

$t_{вкл.О}$  - время включения выключателя (для выключателя Alstom равно 0,023 сек.);

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,023 + 0,5 \text{ сек.}$$

Применение АПВ в распределительных сетях позволило также широко использовать подстанции 35—110 кВ, выполненные без выключателей на стороне высшего напряжения. В этих случаях выключатели и АПВ устанавливаются только на питающих линиях со стороны головного участка сети.

На линии 110 кВ “Благовещенская ТЭЦ – ПС Западная” принимаем к установке АПВ однократного действия, АПВ двукратного действия не рассматриваем в виду отсутствия данных о составе особых потребителей. АПВ устанавливаем со стороны Благовещенской ТЭЦ, так как линия имеет один ИП.

## **7.2 Устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ)**

Назначение устройства:

В процессе эксплуатации электрооборудования могут иметь место случаи отказа в отключении выключателей при действии устройств релейной защиты. При этом при отсутствии УРОВ ликвидация КЗ на поврежденном присоединении происходит действием резервных защит на смежных элементах с большими

выдержками времени с последующим АПВ. Как следствие, происходит отключение большого числа присоединений с возможностью нарушения динамической устойчивости данного узла энергосистемы. При наличии УРОВ, в случае отказа выключателя при КЗ на присоединении, ликвидация этого КЗ происходит отключением минимального числа выключателей на шинах, где расположен отказавший выключатель со временем порядка 0,3 секунды и с запретом АПВ отключенных действием УРОВ присоединений. В этом случае нарушения динамической устойчивости не происходит. УРОВ является одними из устройств ближнего резервирования.

Краткое описание устройства:

Несколько лет назад схемы УРОВ применялись в основном на присоединениях классов напряжения 110 кВ и выше. Однако, в последние годы, в основном в связи с вводом в эксплуатацию микропроцессорных устройств РЗА схемы УРОВ применяются и на присоединениях классов напряжения 6–10–35 кВ.

Схемы УРОВ действуют по следующему принципу. При возникновении повреждения и срабатывании устройств релейной защиты один из контактов выходного реле защиты дает команду на отключение выключателя присоединения, на котором произошло КЗ. Другой контакт этого реле действует на пуск схемы УРОВ. В схеме УРОВ имеется контроль тока присоединений и выдержка времени.

Если выключатель присоединения, на котором произошло КЗ исправен, то при отключении выключателя реле контроля тока фиксирует исчезновение тока и реле выдержки времени не действует. Схема УРОВ при этом не срабатывает.

Если выключатель присоединения, на котором произошло КЗ не отключился при действии устройств релейной защиты, реле контроля тока фиксируют наличие тока КЗ, протекающего через отказавший выключатель и реле выдержки времени УРОВ начинает отсчитывать выдержку времени (0,25–0,35 секунд). Если по истечению этого времени выключатель не отключился (т. е. ток через него не прекратился), срабатывает схема УРОВ.

Выходные реле УРОВ действуют на отключение всех выключателей смежных с отказавшим. В зависимости от конкретной схемы распреедустройства

УРОВ иногда может действовать по цепям ДЗШ. При действии УРОВ происходит, как правило, запрет АПВ присоединений, отключенных действием УРОВ.

При возникновении КЗ на линии и отказе ее выключателя при наличии на линии основной быстродействующей защиты, использующей в своем составе ВЧ посты УРОВ действует на остановку передатчиков ВЧ постов этой защиты для ускорения отключения линии с противоположной стороны. При использовании на линии в качестве основной защиты ДЗЛ УРОВ действует на подрыв соединительных проводов ДЗЛ также для ускорения отключения линии с противоположной стороны. Если на линии установлена аппаратура передачи команд телеотключения (аппаратура типов ВЧТО, АНКА–АВПА, АКПА и др.) одна из команд (чаще всего – 1-я команда) используется для передачи команды действия УРОВ на противоположный конец линии. На противоположном конце линии эта команда действует на отключение выключателя с запретом АПВ.

При отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) УРОВ действует на выходные реле основных защит трансформатора (автотрансформатора) на отключение всех его выключателей с запретом АПВ.

При КЗ на шинах, действии ДЗШ и отказе выключателя линии схема УРОВ действует на останов ВЧ передатчика основной защиты линии (или на подрыв проводов защиты ДЗЛ) для ускорения отключения линии с противоположной стороны. При КЗ на шинах, действии ДЗШ и отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) схема УРОВ действует на отключение всех выключателей трансформатора (автотрансформатора) с запретом АПВ.

При КЗ на одной из систем шин, действии ДЗШ и отказе между-шинного выключателя (МШВ) схема УРОВ действует на отключение выключателей другой системы шин по цепям ДЗШ с запретом АПВ.

Некоторые схемы УРОВ имеют цепи опережающего действия. Если при КЗ на присоединении и действии соответствующего устройства релейной защиты оказался неисправным контакт выходного реле защиты, дающий команду на отключение выключателя, для исключения ложного действия схемы УРОВ цепь отключения выключателя дублируется контактом выходного реле защиты,

запускающим схему УРОВ. Это дублирование называется опережающее действие УРОВ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы была в полной мере достигнута ее цель, а именно, были спроектированы релейная защита и автоматика воздушной линии «Тында – Сквородино №2»

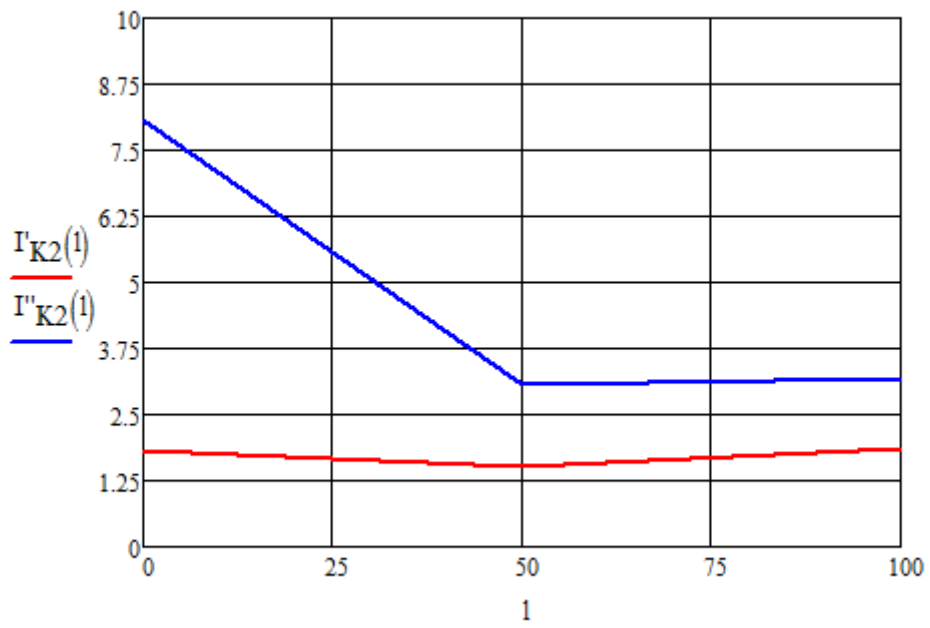
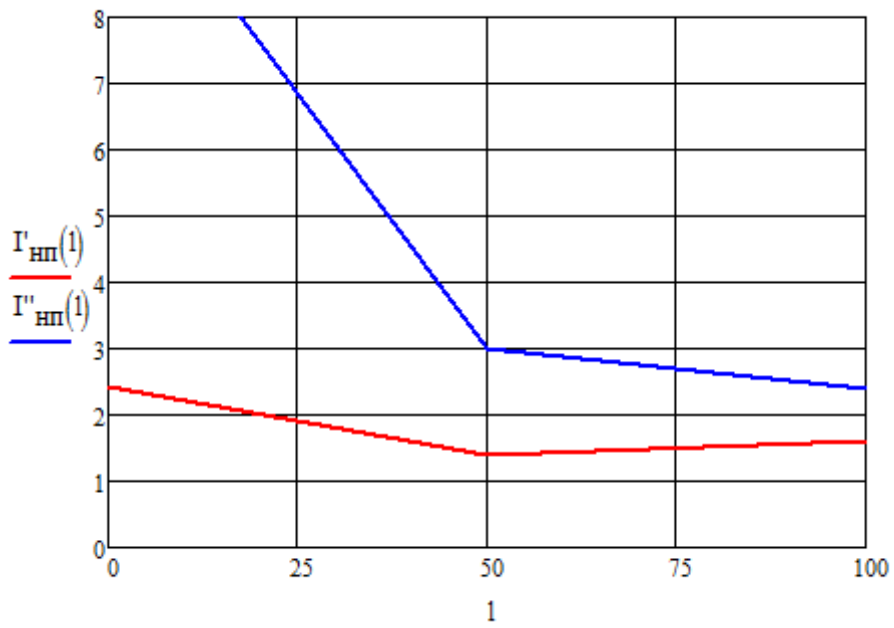
Во время проектирования были реализованы основные принципы построения микропроцессорных релейных защит, выбраны основные защиты для защищаемого элемента (трехступенчатая дистанционная защита линии и токовая направленная защита нулевой последовательности), выбрано коммутационное оборудование для дополнительной ячейки в ОРУ 220 кВ подстанции «Сквородино», а так же выбрана противоаварийная автоматика (ЗНФР, АПВ, УРОВ, защита от многократных включений и т.д.)

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие / В. А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2006. - 642 с.
2. Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем : учебное пособие / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М. : Издательство МЭИ, 2008. - 248 с.
3. Курганов, В.В. Релейная защита и автоматика : учебное пособие / В.В. Курганов. – Гомель : Издательство ГГТУ им. П.О. Сухого, 2008. - 128 с.
4. Елецкий, К.В. Релейная защита энергосистем для оперативного персонала : учебное пособие / К.В. Елецкий, Г.В. Меркурьев. – Санкт–Петербург : Издательство НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2009. – 82 с.
5. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2008. – 608 с.
6. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
7. Федоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики : учебное пособие/ В.В. Федоров. – Новосибирск : Издательство НИТК, 2006. – 277 с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Кривые спадания токов





# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Кривые спадания токов

