

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Студент

Е.С. Бугров

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Объектом проектирования выпускной квалификационной работы является система электроснабжения электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш». Подобъект проектирования – главная понизительная подстанция ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».

В работе произведена реконструкция электрической части ГПП-3 электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш» с обосновывающими расчетами.

Основные разделы, входящие в состав выпускной квалификационной работы:

- расчет электрических нагрузок электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет, анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- выбор главной электрической схемы подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 35 кВ ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет параметров электрооборудования ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет и выбор трансформаторов собственных нужд ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет релейной защиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет заземления ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет молниезащиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».

Выпускная квалификационная работа выполнена на 62 с., включает 19 таблиц, 7 рисунков, 32 литературных источника.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Расчет электрических нагрузок электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш».....	7
2 Расчет, анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	11
3 Выбор главной электрической схемы подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	20
4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 35 кВ ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	22
5 Расчет параметров электрооборудования ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	26
6 Расчет и выбор трансформаторов собственных нужд ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	41
7 Расчет релейной защиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	45
8 Расчет заземления ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	50
9 Расчет молниезащиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	59

ВВЕДЕНИЕ

ОАО «Волгоцеммаш» - промышленное предприятие, основная деятельность которого заключается в выпуске технологического оборудования для нужд цементной промышленности [20, 22].

ОАО «Волгоцеммаш» образовано в 1956 г. За 50 лет прошлого столетия 80 % всего технологического оборудования для цементных производств в СССР было выпущено заводом ОАО «Волгоцеммаш» [20, 22].

ОАО «Волгоцеммаш» также активно сотрудничает с промышленными предприятиями зарубежных стран. Основные географические направления сотрудничества: страны СНГ, а также страны дальнего зарубежья – Египет, Турция, Бразилия, Польша, Венгрия, Финляндия, Куба, Индия, Вьетнам [20, 22].

ОАО «Волгоцеммаш» обладает тремя крупными производственными площадками: металлургическая площадка, механосборочная площадка, сварочная площадка. Большой парк технологического оборудования, такого как: станки механической обработки, зубообрабатывающие станки, прессовое и листогибочное оборудование, сталеплавильные печи, сварочные станки и т.п., позволяет реализовывать проекты по производству оборудования различной степени сложности при сохранении высокой степени качества [20, 22].

ОАО «Волгоцеммаш» способно производить печные системы с диапазоном производительности от 700т до 5000т в сутки [20, 22].

Производственные мощности ОАО «Волгоцеммаш» позволяют в среднем за год изготавливать до 300 тысяч различных деталей, узлов и машин. ОАО «Волгоцеммаш» является уникальным предприятием в Самарской области, которое способно обеспечить потребности в технологическом оборудовании различных промышленных предприятий [20, 22].

В современных условиях, когда спрос на технологическое электрооборудование цементной промышленности не велик, ОАО «Волгоцеммаш» стремится осваивать новые для себя направления производства (с учетом текущих рыночных потребностей) [20, 22].

В соответствии с концепцией освоения новых производств и наращивания мощностей, ОАО «Волгоцеммаш» на данный момент нуждается во введении дополнительных электрических мощностей для обеспечения потребностей электросталеплавильного цеха, способного производить до 550 000 тонн жидкой стали в год.

Мощные дуговые сталеплавильные печи требуют наличия на предприятии отдельной понизительной подстанции для их электроснабжения, и, также требуют наличие устройств компенсации реактивной мощности для компенсации низкого коэффициента мощности [21].

Резко переменный характер нагрузки дуговых сталеплавильных печей предъявляет высокие требования к надежности и бесперебойности электроснабжения в силу таких факторов как: широкий предел колебания напряжения при работе печи (колебания подводимой мощности); большое число включений и отключений в рабочих режимах [8]; необходимость поддержания устойчивого горения дуги при расплавлении металла [26]; необходимость снижения отрицательного влияния на другие электрические сети [8].

Трансформаторное оборудование, коммутационное оборудование и оборудование компенсации реактивной мощности должно в совокупности обеспечить непрерывную и надежную работу дуговых сталеплавильных печей для полного выполнения технологии плавления стали.

Соответственно целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности и обеспечение бесперебойности электроснабжения электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш».

Для выполнения цели, поставленной в выпускной квалификационной работе, поставлен ряд задач, которые необходимо решить:

- расчет электрических нагрузок электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет, анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- выбор главной электрической схемы подстанции ГПП-3 ОАО «Волго-

цеммаш»;

- расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 35 кВ ГПП-3 ОАО

«Волгоцеммаш»;

- расчет параметров электрооборудования ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;

- расчет и выбор трансформаторов собственных нужд ГПП-3 ОАО «Вол-

гоцеммаш»

- расчет релейной защиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;

- расчет заземления ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;

- расчет молниезащиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».

1 Расчет электрических нагрузок электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш»

Реконструкция действующей подстанции ГПП-3 необходима вследствие установки следующих технологических агрегатов в электросталеплавильном цехе: дуговая сталеплавильная печь ДСП-70 емкостью 70 т с печным трансформатором 35/0,9 кВ мощностью 64 МВА и агрегат ковш-печь АКП-70 с печным трансформатором 35/0,3 кВ мощностью 12 кВА. Также в перспективе планируется установка дополнительных агрегатов АКП-70, АКП-50 и АКП-30 общей мощностью 27,3 МВА.

Ожидаемые нагрузки технологических агрегатов были предоставлены ОАО «Волгоцеммаш».

Электропотребление нормального режима работы (без эксплуатационного короткого замыкания в дуговой сталеплавильной печи) представлено далее.

Ожидаемое потребление мощности агрегатом ДСП-70 с печным трансформатором 35/0,9 кВ мощностью 64 МВА составляет: $P_{\text{ДСП70}} = 42500 \text{ кВт}$, $Q_{\text{ДСП70}} = 33780 \text{ квар}$, $S_{\text{ДСП70}} = 54289,4 \text{ кВА}$.

Ожидаемое потребление мощности агрегатом АКП-70 с печным трансформатором 35/0,3 кВ мощностью 12 МВА составляет: $P_{\text{АКП70}} = 9500 \text{ кВт}$, $Q_{\text{АКП70}} = 7125 \text{ квар}$, $S_{\text{АКП70}} = 11875 \text{ кВА}$.

Итого по двум агрегатам $P_{\text{max}}^{\text{ПС}} = 52000 \text{ кВт}$, $Q_{\text{max}}^{\text{ПС}} = 40905 \text{ квар}$, $S_{\text{max}}^{\text{ПС}} = 66160 \text{ кВА}$.

С учетом существующих установленных статических тиристорных компенсаторов СТК-35, которые компенсируют 30000 квар реактивной мощности при нормальном режиме работы, получаем полную мощность ГПП-3 с учетом компенсации - $S_{\text{max}}^{\text{ПС}} = 53131 \text{ кВА}$.

Мощность перспективных дополнительно устанавливаемых агрегатов равна $S_{\text{доп.персп}} = 27300 \text{ кВА}$.

Итого с учетом мощности дополнительно устанавливаемых агрегатов получаем $S_{\max}^{\text{ПС}} = 80431 \text{ кВА}$.

Электропотребление режима эксплуатационного короткого замыкания ЭКЗ (плавление шихты) при котором возникают кратковременные потребления пиковой мощности представлено далее.

Ожидаемая мощность эксплуатационного короткого замыкания ДСП-70 составляет: $P_{\text{ДСП70ЭКЗ}} = 16665 \text{ кВт}$, $Q_{\text{ДСП70ЭКЗ}} = 109326 \text{ квар}$, $S_{\text{ДСП70ЭКЗ}} = 110588,9 \text{ кВА}$.

Ожидаемое потребление мощности агрегатом АКП-70 составляет: $P_{\text{АКП70ЭКЗ}} = 9500 \text{ кВт}$, $Q_{\text{АКП70ЭКЗ}} = 7125 \text{ квар}$, $S_{\text{АКП70ЭКЗ}} = 11875 \text{ кВА}$.

Итого по двум агрегатам $P_{\max}^{\text{ПС}} = 26165 \text{ кВт}$, $Q_{\max}^{\text{ПС}} = 116451 \text{ квар}$, $S_{\max}^{\text{ПС}} = 119354,3 \text{ кВА}$.

С учетом СТК-35, которая скомпенсирует 70000 квар реактивной мощности, получаем полную мощность ГПП-3 с учетом компенсации в режиме эксплуатационного короткого замыкания - $S_{\max}^{\text{ПС}} \text{ЭКЗ} = 51906 \text{ кВА}$.

Мощность перспективных дополнительно устанавливаемых агрегатов равна $S_{\text{доп.персп}} = 27300 \text{ кВА}$.

Итого с учетом мощности дополнительно устанавливаемых агрегатов получаем $S_{\max}^{\text{ПС}} = 79206 \text{ кВА}$.

Ожидаемый график электрической нагрузки подстанции ГПП-3 представлен на рисунке 1.1.

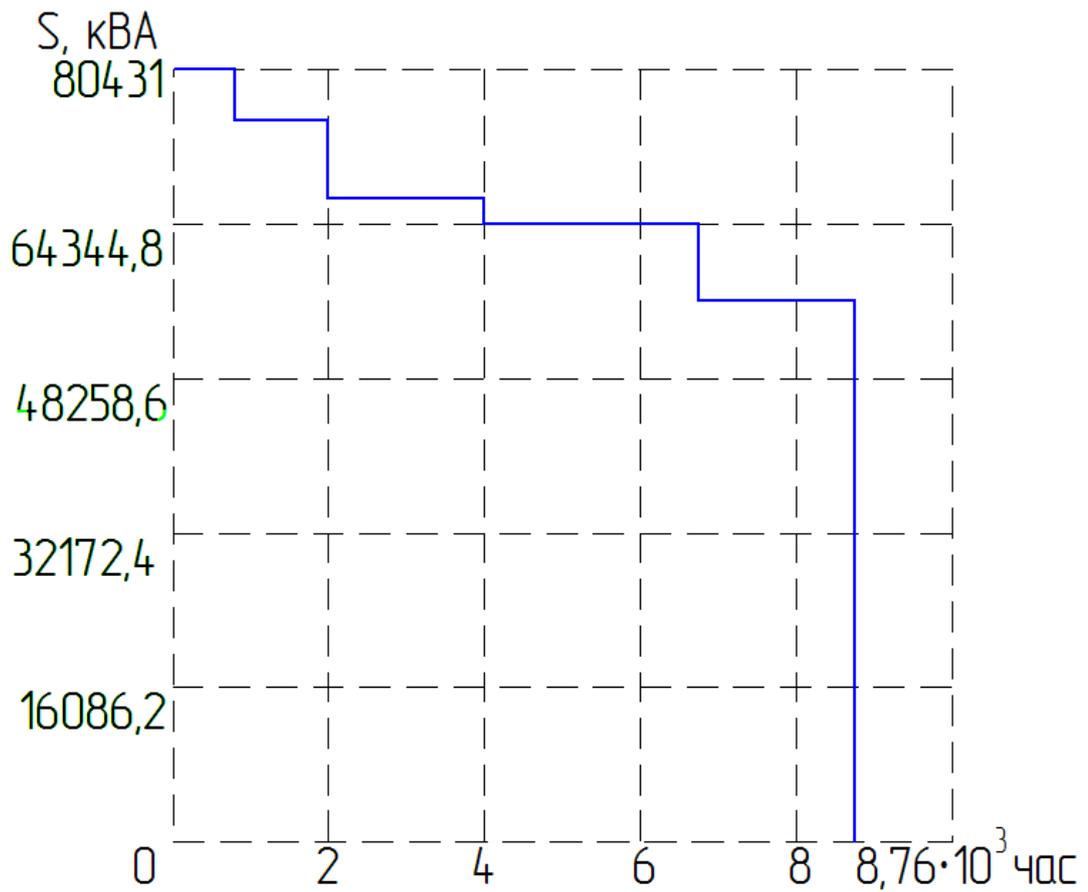


Рисунок 1.1 – Ожидаемый годовой график электрической нагрузки подстанции

Потребляемая подстанцией ГПП-3 электроэнергия рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{in}}(t) \cdot t_{\text{in}} , \quad (1.1)$$

Где $P_{\text{in}}(t)$ - мощность соответствующей ступени годового графика нагрузки;
 t_{in} - продолжительность соответствующей ступени годового графика нагрузки.

График нагрузки по активной мощности представлен на рисунке 1.2.

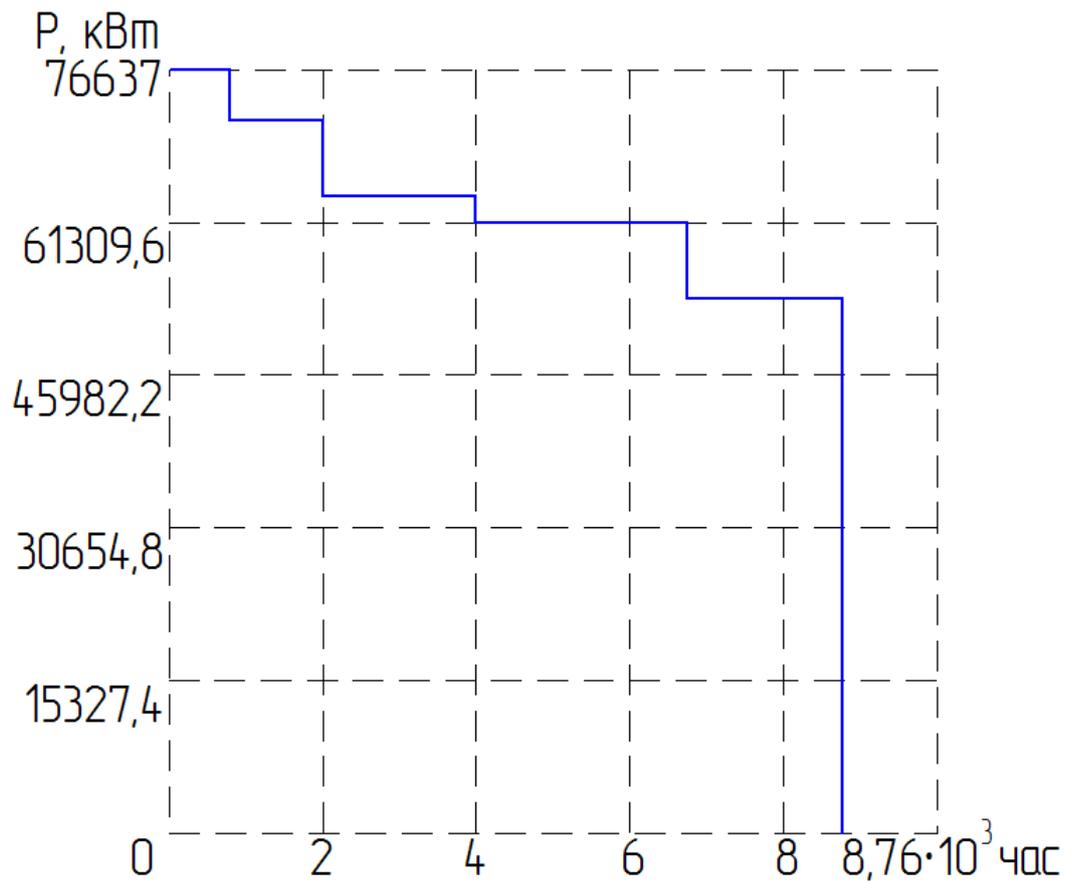


Рисунок 1.2 – График нагрузки по активной мощности

$$W_{\text{пс}} = (76,637 \cdot 0,8 + 61,309,6 \cdot 1,2 + 45,982,2 \cdot 2 + 30,654,8 \cdot 2,75 + 15,327,4 \cdot 2,01) \cdot 10^3 = 551313,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Значение продолжительность максимума нагрузки подстанции за один год рассчитывается по следующей формуле:

$$T_M = \frac{W_{\text{пс}}}{P_{\text{max пс}}}, \quad (1.2)$$

Где $P_{\text{max пс}}$ - значение активной мощности максимальной ступени годового графика нагрузки.

$$T_M = \frac{551313,4}{76,637} = 7193,82 \text{ ч.}$$

2 Расчет, анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

2.1 Общие данные

Дуговая сталеплавильная печь – потребитель электроэнергии с резко-переменным характером нагрузки. Работа печи непрерывна, однако, кратковременные отключения при работе печи достигают значений в несколько десятков раз, что характерно для периода расплавления металла. Данное обстоятельство предполагает резки скачки мощности в широких пределах [8].

Основное оборудование питающей подстанции, а в особенности силовой трансформатор подвергаются значительным перегрузкам в период расплавления металла. Кратность тока при эксплуатационном коротком замыкании достигает 2,5-3,5 I_n , что согласно ПУЭ [4] является максимальным значением. Данное обстоятельство, тем не менее, не предполагает за собой увеличение мощности силового трансформатора до значения равного пиковой мощности работы печи.

Номинальная мощность трансформатора должна быть на 20% ниже пиковой мощности периода расплавления металла. В этом случае достигается наилучшее использование мощности силового трансформатора.

Дуговые сталеплавильные печи как потребителей электроэнергии относят к электроприемникам второй категории надежности электроснабжения. Это значит, что перерыв в электропитании допускается на время перехода к резервному питанию в ручном режиме.

Согласно данным, указанным в [8], ущерб, связанный с ручным переводом дуговой сталеплавильной печи на резервное питание, не превысит затрат на установку автоматики введения резерва, поэтому данные технические решения не используются на подстанциях, питающих дуговые сталеплавильные печи.

Для дуговых сталеплавильных печей по аналогичным вышеописанным причинам не предусматривается 100%-ое резервирование при условии наличия только лишь одной печи. В данном случае, не считая печи, в электросталеплавильном цехе предполагается наличие еще 4-х технологических агрегатов АКП – и это только ближайшее будущее. Поэтому необходимо на питающей ГПП-3 сохранить два трансформатора, что сохранит надежность электроснабжения печей на высоком уровне.

В настоящее время, на открытой части территории ГПП-3 установлены понижающие трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА.

По условиям специфического режима работы дуговой сталеплавильной печи, как уже пояснялось ранее, с колебаниями мощности в широких пределах, новые трансформаторы питающей понизительной подстанции должны быть приняты металлургического исполнения, например: типа ТДНМ. Предполагается параллельная работа новых устанавливаемых трансформаторов на распределительном устройстве 35 кВ.

2.2 Выбор типа и количества силовых трансформаторов ГПП-3

Ввиду наличия двух напряжений 110 кВ и 35 кВ на ГПП-3, силовые трансформаторы выбираются трехфазными двухобмоточными.

Для отдельного питания резко переменной нагрузки, как уже говорилось в п. 2.1 выпускной квалификационной работы, и согласно методическим указаниям [11], а также согласно [5] необходимо применять отдельную понизительную подстанцию с установленными на ней трансформаторами металлургического исполнения типа ТДНМ. Выбор конкретной мощности необходимо обосновать расчетом. В п. 2.3 выпускной квалификационной работы проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов мощности силовых трансформаторов.

Число трансформаторов, согласно п. 2.1 выпускной квалификационной работы остается прежним – 2 шт.

2.3 Расчет необходимой номинальной мощности силового трансформатора

Нагрузка ГПП-3 S_{\max} , согласно рисунка 1.1, составляет 80,431 МВА.

Допустимая номинальная мощность одного трансформатора, исходя из условия перегрузки в 40% в аварийном режиме рассчитывается по следующей формуле [11]:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\max}, \quad (2.1)$$
$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 80,431 = 56,3 \text{ МВА}.$$

К сравнению принимаем трансформаторы типа ТДНМ-63000-100000/110/35 и ТДН-80000/110/35 [12].

Для питания резко переменной нагрузки наиболее подходящим вариантом будет трансформатор типа ТДНМ металлургического исполнения. Силовой трансформатор такого типа стойко выдерживает ударные нагрузочные толчки и имеет систему постоянной подпрессовки обмоток [24].

Однако, с учетом существующего устройства компенсации реактивной мощности СТК-35, к рассмотрению можно также принять силовой трансформатор ТДН, но с большей номинальной мощностью, нежели чем силовой трансформатор металлургического исполнения [28, 29, 31].

ТДНМ – трехфазный трансформатор с системой охлаждения, выполненной естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой, металлургического исполнения [25].

ТДН – трехфазный трансформатор с системой охлаждения, выполненной естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой [25].

Основные характеристики силовых трансформаторов приведены в таблице 2.1 [12, 10, 23].

Таблица 2.1 – Основные характеристики силовых трансформаторов

Трансформатор	$S_{ном.Т}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	u_k , %	I_x , %
ТДНМ-63000-100000/110/35	63-100	115	38,5	50	245	10,5	0,5
ТДН-80000/110/35	80	115	38,5	58	310	10,5	0,45

Технико-экономическое сравнение силовых трансформаторов выполнено по методике, представленной в [11].

Произведем расчет для силового трансформатора ТДНМ-63000-100000/110/35.

Расчет приведенных потерь активной мощности производится по следующему выражению:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (2.2)$$

Где $P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x$ - расчетные потери приведенной активной мощности силового трансформатора в режиме х.х.;

$k_{un} = 0,05$ кВт/квар - коэффициент изменения потерь, который показывает удаленность источника питания (подстанции) от потребителей электроэнергии.

Q_x - потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме х.х., расчет которых производится по следующему выражению:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (2.3)$$

$$Q_x = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар},$$

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 315 = 65,75 \text{ кВт.}$$

Расчет коэффициента загрузки силового трансформатора производится по следующему выражению:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.4)$$

Где $S_{\text{нагр}} = S_{\text{max}} = 80431 \text{кВА}$ - расчетная нагрузка силового трансформатора.

$$K_3 = \frac{80431}{63000} = 1,276.$$

Приведенные потери мощности при коротком замыкании силового трансформатора определяются из следующего выражения:

$$P'_k = \Delta P_k + K_{\text{ун}} \cdot Q_k, \quad (2.5)$$

Где Q_k - потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме короткого замыкания.

Потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме короткого замыкания определяются из следующего выражения:

$$Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}, \quad (2.6)$$

$$Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар,}$$

$$P'_k = 245 + 0,05 \cdot 6615 = 575,75 \text{ квар,}$$

$$P'_T = 65,75 + 1,276^2 \cdot 575,75 = 1003,17 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии двухобмоточного силового трансформатора определяются из следующего выражения (основываясь на годовом графике нагрузки):

$$\Delta W_{\text{пс}} = \sum \Delta W_{\text{xi}} + \sum \Delta W_{\text{к.вi}} = \sum_{i=1}^k n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{\eta} \cdot P'_{\text{к.в}} \cdot \kappa_{\text{з.вi}}^2 \cdot T_i \right), \quad (2.7)$$

Где n_i - количество силовых трансформаторов, работающих на выбранной ступени годового графика нагрузки;

$\kappa_{\text{з.вi}}^2$ - коэффициент загрузки обмоток силового трансформатора на выбранной ступени годового графика нагрузки;

T_i - продолжительность выбранной ступени годового графика нагрузки силового трансформатора.

Согласно методическим указаниям [11], целесообразно вести расчет табличным способом, что существенно облегчает процесс расчета и обеспечивает наглядность расчетов.

Расчет производится по формуле (2.7). Ступени для расчета взяты из годового графика нагрузки, представленного на рисунке 1.1.

Расчет потерь электроэнергии в двухобмоточном силовом трансформаторе представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ТДНМ 63000-100000

№ ступени	$S_{\text{ступени}}$, МВА	n_i , шт	T_i , ч	$K_{3,vi}^2$	$\sum \Delta W_{xi}$, кВт·ч	$\sum \Delta W_{k.vi}$, кВт·ч
1	80431	2	800	1,63	105200	375370
2	75074,2954	2	1200	1,42	157800	490554
3	67031,1954	2	2000	1,13	263000	651789
4	64344,8	2	2750	1,04	361625	825814
5	56301,7	2	2010	0,8	264315	462128
				Итого:	1151940	2805655
				Итого по ПС $\Delta W_{\text{ПС}}$:	3957595	

Потери в трансформаторе ТДН-80000 рассчитывались по аналогичным формулам (2.2-2.7) и представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ТДН-80000

№ ступени	$S_{\text{ступени}}$, МВА	n_i , шт	T_i , ч	$K_{3,vi}^2$	$\sum \Delta W_{xi}$, кВт·ч	$\sum \Delta W_{k.vi}$, кВт·ч
1	80431	2	800	1,01	121600	295155
2	75074,2954	2	1200	0,88	182400	385724
3	67031,1954	2	2000	0,70	304000	512503
4	64344,8	2	2750	0,65	418000	649341
5	56301,7	2	2010	0,50	305520	363372
				Итого:	1331520	2206095
				Итого по ПС $\Delta W_{\text{ПС}}$:	3537615	

Полученные значения $\Delta W_{\text{ПС}}$ отличаются незначительно. Потери в трансформаторе ТДН-80000 меньше потерей в трансформаторе ТДНМ-63000-100000 на 419980 кВт·ч.

Для оценки экономической целесообразности выбора силового трансформатора необходимо произвести расчет приведенных затрат, которые определяются по следующему выражению:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_3, \quad (2.8)$$

Где $E_{\text{н}} = 0,15$ - коэффициент дисконтирования согласно нормативным данным [11];

K – стоимость силового трансформатора;

I_0 - годовые отчисление на амортизацию силового трансформатора;

I_3 - стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе за год работы.

Потери электроэнергии в трансформаторе за год работы определяются из следующего выражения:

$$I_3 = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_3, \quad (2.9)$$

Где C_3 - стоимость 1 кВт·ч потребленной электроэнергии.

Стоимость 1 кВт·ч потребленной электроэнергии можно определить из следующего выражения:

$$C_3 = \frac{12 \cdot \alpha}{T_{\text{М}}} + \beta, \quad (2.10)$$

Где $\alpha = 893$ – основная ставка двухставочного тарифа, определяется по [1];

$\beta = 0,44$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа, определяется по [1];

$T_{\text{М}} = 7193,82$.

$$C_9 = \frac{12 \cdot 893}{7193,82} + 0,44 = 1,92 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Отчисления на амортизацию силового трансформатора за годовой период определяются из следующего выражения:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (2.11)$$

Где $p_{\text{сум}} = 0,094$ – суммарный коэффициент отчисления, определяется по [11];
 $K = 72500000$ руб. – стоимость силового трансформатора ТДНМ 63000-100000.

$$I_9 = 3957595 \cdot 1,92 = 7598582,4 \text{ руб.},$$

$$I_o = 0,094 \cdot 72500000 = 6815000 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 72500000 + 6815000 + 7598582,4 = 25288582,4 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты на силовой трансформатор ТДН-80000 выполнены аналогично по формулам (2.8-2.11).

$$I_9 = 3537615 \cdot 1,92 = 6792220,8 \text{ руб.},$$

$$I_o = 0,094 \cdot 92500000 = 8695000 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 92500000 + 8695000 + 6792220,8 = 29362220,8 \text{ руб.}$$

По приведенным затратам, наиболее выгодным вариантом оказался силовой трансформатор типа ТДНМ 63000-100000. Приведенные затраты на ТДНМ 63000-100000 оказались меньше на 4073638,4 руб. Также исходя из условий работы печи, наилучшим вариантом будет ТДНМ 63000-100000 ввиду наиболее рационального использования мощности силового трансформатора.

3 Выбор главной электрической схемы подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Источником электроснабжения ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» является региональная энергосистема, от которой по 2-х цепным линиям ВЛ-110 кВ получает питание ГПП-3.

ОРУ-110 кВ выполнено по схеме 110-4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий» [7]. Схема является типичной для понизительных подстанций являющимися тупиковыми. Неавтоматическая переемычка объясняется тем, что нет необходимости осуществлять транзит мощности, а значит и нет экономической целесообразности организовывать автоматическую переемычку.

Также ввиду того, что потребителей ГПП-3 относят ко 2-ой категории надежности электроснабжения для которых допускается перерыв на время неавтоматического включения резерва и в связи с нецелесообразностью автоматической переемычки по причинам, указанным в п. 2.1 выпускной квалификационной работы (ущерб, связанный с ручным переводом дуговой сталеплавильной печи на резервное питание не превысит затрат на установку автоматики ввода резерва) [8], изменение схемы производится не будет.

Основные преимущества схемы 110-4Н:

- простота и наглядность;
- экономичность;
- надежность.

Особенностью существующей схемы электроснабжения на напряжении 35 кВ является отсутствие секционирования, что предполагает параллельную работу трансформаторов на шины 35 кВ.

Упрощенная главная электрическая схема главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» представлена на рисунке 3.1

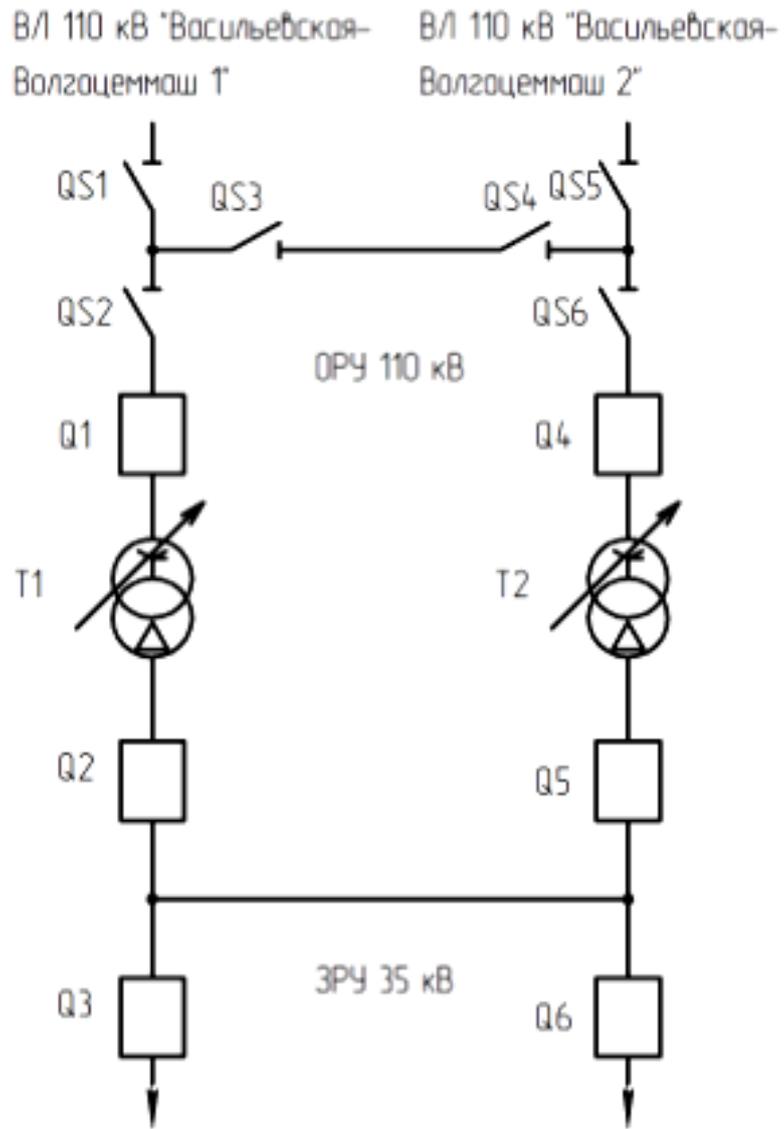


Рисунок 3.1 – Упрощенная схема ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 35 кВ ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Расчет токов короткого замыкания выполнен по методике, изложенной в [2]. Расчет произведен для максимального и минимального режима работы сети. В качестве базисного напряжения выбрано напряжения на шинах высокого напряжения ГПП-3 кВ $U_6=115$ кВ (среднее номинальное). Расчетная схема токов короткого замыкания в точках К1 и К2 представлена на рисунке 4.1.

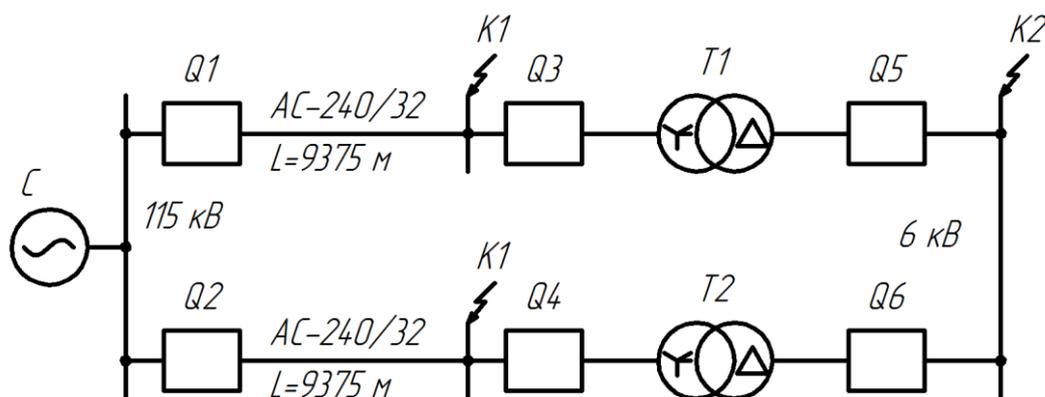


Рисунок 4.1 - Расчетная схема токов короткого замыкания в точках К1 и К2

Питание подстанции осуществляется от шин 110 кВ подстанции 220/110/10 кВ "Васильевская" посредством двух цепной воздушной линии электропередач 110 кВ, выполненной проводом АС-240/32, длиной $L=9375$ м. Ток короткого замыкания от системы I_c , кА, в режиме максимальной нагрузке равен 12, 723 кА, в минимальном режиме равен 6,468 кА. Реактивное сопротивление системы равно $X_c=0,4$ Ом. Номинальная мощность силовых трансформаторов равна $S_{н.тр}=63$ МВА. Напряжение, при опыте короткого замыкания силового трансформатора равно $u_k=10,5$ %. Сопротивление системы X_c , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$X_c = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_c} \quad (4.1)$$

Реактивное сопротивление воздушной линии от подстанции 220/110/10 кВ "Васильевская" X_L , Ом, рассчитывается согласно формуле:

$$X_L = X_0 \cdot L, \quad (4.2)$$

Где $X_0=0,4$ Ом - удельное сопротивление.

Реактивное сопротивление силовых трансформаторов X_T , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$X_T = \frac{u_k \cdot U^2}{100 \cdot S_{н.тр}}. \quad (4.3)$$

Результирующее сопротивление X_p , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$X_p = X_c + X_L + X_T. \quad (4.4)$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания приведенная к базисному напряжению $I_{кб}$, кА, рассчитана согласно формуле:

$$I_{кб} = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot X_p}. \quad (4.5)$$

Ток короткого замыкания в именованных единицах в месте короткого замыкания $I_{кз}$, кА, рассчитывается по формуле:

$$I_{кз} = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot X_p}. \quad (4.6)$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания $i_{уд}$, кА, рассчитывается по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{5} \cdot I_{кз} \cdot k_{уд} \quad (4.7)$$

Расчет токов короткого замыкания произведен для параллельной (рисунки 4.2) и раздельной работы (рисунок 4.3) силовых трансформаторов.

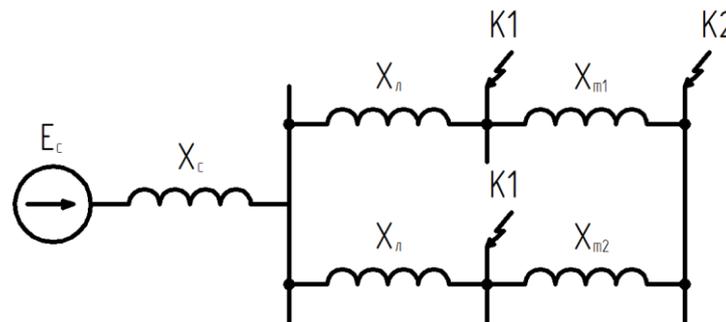


Рисунок 4.2 – Схема замещения при параллельной работе трансформаторов

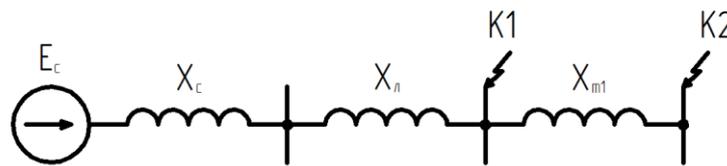


Рисунок 4.3 – Схема замещения для раздельной работы трансформаторов

Постоянная времени короткого замыкания T_a , с, ударный коэффициент $k_{уд}$ взяты из [27]. Результаты расчетов сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты расчетов токов коротких замыканий

Параметры	K1, параллельная работа		K1 раздельная работа		K2, параллельная работа		K2, раздельная работа	
	max	min	max	min	max	min	max	min
1	2	3	4	5	6	7	8	9
X_c , Ом	5,22	10,28	5,22	10,28	5,22	10,28	5,22	10,28
X_L , Ом	3,75	3,75	3,75	3,75	1,875	1,875	1,875	3,75
X_T , Ом	22,04	22,04	-	-	11,02	11,02	22,4	
X_p , Ом	8,97/ 53,05	14,03/ 58,11	8,97	14,03	18,115	23,175	31,01	36,07
$I_{кб}$, кА	7,41/ 1,25	4,74/ 1,14	7,41	4,74	3,67	2,868	2,144	1,84

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_{кз}$, кА	7,41/ 1,25	4,74/ 1,14	7,41	4,74	11,4	8,915	6,66	5,7
$i_{уд}$, кА	-	-	19,07	-	31,02	24,26	18,12	15,6
T_a , с	-	-	0,05	-	0,14	0,14	0,14	0,14
K_y	-	-	1,82	-	31,02	24,26	18,12	15,6

В таблице результатов токов коротких замыканий (таблица 4.1) в числителе приведены сопротивления и результаты расчета в точке К1 по одной цепи ВЛ-110 кВ. В знаменателе сопротивление и результаты расчета в точке К1 по другой цепи ВЛ-10 кВ. Суммарное значение результатов расчета токов коротких замыканий определяется простым суммированием результатов расчета по обеим цепям ВЛ-110 кВ. Токи короткого замыкания с учетом РПН рассчитаны аналогично. Токи короткого замыкания на шинах 110 кВ в максимальном и минимальном режиме равны соответственно 2,837 кА, 1,421 кА. Токи короткого замыкания на шинах 35 кВ в максимальном и минимальном режиме равны соответственно 7,118 кА, 4,922 кА.

5 Расчет параметров электрооборудования ГПП-3 ОАО «Волгоцем-маш»

5.1 Выбор оборудования 110 кВ на открытом распределительном устройстве 110 кВ

5.1.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на открытом распределительном устройстве 110 кВ

Максимальный ток короткого замыкания с учетом периодической и апериодической слагающей тока короткого замыкания $I_{км}$, кА, на линии ввода 110 кВ к трансформатору рассчитан согласно формуле:

$$I_{км} = I_{кз} + i_{ат}, \quad (5.1)$$
$$I_{км} = 7,41 + 3,85 = 11,26 \text{ кА.}$$

На открытом распределительном устройстве 110 кВ (ОРУ-110 кВ) решено установить выключатели с элегазовой изоляцией типа ВГТ 110-40/2500 У1 [13]. Номинальные параметры выключателя следующие: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_{ном} = 2500$ А; собственном времени отключения $t_{соб} = 0,038$ с, полное время отключения $t_{по} = 0,055$ с. Для дальнейших расчетов время срабатывания релейной защиты будет использовано из [27] $t_{рза} = 0,1$ с. При расчетах использовано среднее номинальное напряжение сети $U_{сн} = 115$ кВ. Силовые трансформаторы работают отдельно с коэффициентом загрузки 0,7 в нормальном режиме. Ток в обмотке высокого напряжения силового трансформатора $I_{норм}$, А рассчитан согласно формуле:

$$I_{норм} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}, \quad (5.2)$$

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 110,7 \text{ кА}.$$

В послеаварийном режиме, когда вся мощность подстанции приходится на один трансформатор (второй выведен в ремонт) ток в обмотке высокого напряжения $I_{\text{ав}}$, А, рассчитывается согласно формуле:

$$I_{\text{ав}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}, \quad (5.3)$$

$$I_{\text{ав}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 221,4 \text{ А}.$$

Время $\tau_{\text{кз}}$, с, от начала короткого замыкания до начала работы контактов выключателя рассчитано определено согласно формуле:

$$\tau_{\text{кз}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{соб}}, \quad (5.4)$$

$$\tau_{\text{кз}} = 0,01 + 0,038 = 0,048, \text{ с}.$$

Зная время $\tau_{\text{кз}}$ по [27] определена доля апериодической составляющей тока $\beta_{\text{ап}}=33\%$. Номинальный ток отключения ВГТ 110-40/2500 У1 $I_{\text{но}}=40$ кА равен току термической стойкости, $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{но}}$. Несинусоидальная составляющая тока короткого замыкания $i_{\text{ап}}$, кА, рассчитано по формуле:

$$i_{\text{ап}} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{\text{кз}}, \quad (5.5)$$

$$i_{\text{ап}} = \left(\sqrt{2} \cdot 33 / 100 \right) \cdot 40 = 18,7 \text{ кА}.$$

Рассчитанный ток выключателя больше параметров короткого замыкания сети. Ударный ток, который способен выдержать выключатель ВГТ 110-

40/2500 У1 $i_{\text{сквоз}} = 102$ кА. Параметры выключателя выше параметров тока короткого замыкания в сети. Время до полного отключения тока короткого замыкания $t_{\text{окз}}$, с, определено согласно следующей формуле:

$$t_{\text{окз}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{по}}, \quad (5.6)$$

$$t_{\text{окз}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с.}$$

Рассчитано тепловое действие тока короткого замыкания (интеграл Джоуля), В, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, согласно формуле:

$$W = I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{окз}} + T_{\text{а}}, \quad (5.7)$$

$$W = 7,41^2 \cdot 0,065 + 0,05 = 6,314 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Допустимое тепловое действие тока короткого замыкания $W_{\text{дп}}$, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, при известном значении тока термической стойкости $I_{\text{т}}$, с, рассчитано согласно формуле:

$$W_{\text{дп}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{по}}, \quad (5.8)$$

$$W_{\text{дп}} = 40^2 \cdot 0,065 = 104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Параметры выключателя превосходят параметры тока короткого замыкания, следовательно, выключатель возможно применить при проектировании.

5.1.2 Выбор разъединителя 110 кВ

На ОРУ-110 кВ решено установить разъединитель РГ-110.П/1000-УХЛ1. Компания производит разъединителя - ЗАО "Завод электротехнического оборудования" [14]. Ток в послеаварийном режиме (когда один трансформатор вы-

веден в ремонт) равен 221,4 А. Номинальные параметры разъединителя следующие: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_{ном} = 2500$ А. Периодический сквозной ток короткого замыкания и ударный сквозной ток короткого замыкания равны соответственно 31,5 кА и 80 кА. Допустимое тепловое действие тока короткого замыкания $V_{дп}$, $кА^2 \cdot с$, при известном значении тока термической стойкости I_T , с, рассчитано согласно формуле (5.8):

$$V_{дп} = 31,5^2 \cdot 0,065 = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Параметры разъединителя превосходят параметры тока короткого замыкания, следовательно, выключатель возможно применить при проектировании.

5.1.3 Расчет параметров трансформаторов тока на открытом распределительном устройстве 110 кВ

На подстанции решено использовать трансформаторы тока типа ТРГ-110 400/5-0,5/5Р/5Р/5Р УХЛ1. Параметры трансформаторы тока взяты из [15]. Ток в обмотках вторичного напряжения равен $I_{шн} = 5$ А. Ударный ток короткого замыкания (ток электродинамической стойкости), который способен выдержать трансформатор тока равен $i_{эд} = 102$ кА.

Допустимое тепловое действие тока короткого замыкания $V_{дп}$, $кА^2 \cdot с$, при известном значении тока термической стойкости I_T , кА, рассчитано согласно формуле (5.8):

$$V_{дп} = 31,5^2 \cdot 3 = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Параметры трансформатора тока соответствуют параметрам сети. Необходимо произвести расчет вторичных параметров трансформатора тока и выбрать сечение проводников вторичной цепи. Значения нагрузок на вторичные

цепи ТРГ-110 110 400/5-0,5/5P/5P/5P УХЛ1 приведены в таблице 5.1. При известных значениях нагрузок на вторичные обмотки трансформатора тока, возможно рассчитать сечение проводников вторичных цепей. Расчет сечений проводников сведен в таблицу 5.2. При расчетах использованы следующие параметры: сопротивление контактного перехода $z_{кт}=0,1$ Ом; сопротивление нагрузки, подключенной к обмотки точностью 0,2S $z_{0,2}=2$ Ом, сопротивление обмотки, подключенной к обмотки точность 0,5 равно $z_{0,5}=1,2$ Ом. Длина алюминиевых проводников $l_{пров}=66$ м, удельное сопротивление проводников $\rho_{пров}=0,0283$ Ом·мм²/м.

Таблица 5.1 – Значения нагрузок на вторичные цепи ТРГ-110 110 400/5-0,5/5P/5P/5P УХЛ1

Класс точности вторичной обмотки	Прибор, устанавливаемый во вторичную цепь и его функции					
	Полная мощность прибора $S_{приб}$, ВА, в фазах	Фаза	Счетчик	-	-	ΣS , ВА
0,2S		A	0,1 (EM720)	-	-	0,1
		B	0,1 (EM720)	-	-	0,1
		C	0,1 (EM720)	-	-	0,1
Класс точности вторичной обмотки 0,5	Полная мощность прибора $S_{приб}$, ВА, в фазах	Фаза	Амперметр	Ваттметр	Фиксирующий измерительный прибор	ΣS , ВА
		A	0,5 (ЩП120)	0,07 (ЩМ120)	3 (ФИП-2А)	4,2
		B	0	0,07 (ЩМ120)	3 (ФИП-2А)	3,7
		C	0	0,07 (ЩМ120)	3 (ФИП-2А)	3,7

Таблица 5.2 – Расчет сечений алюминиевых проводников

Рассчитываемая величина	Импеданс подключенных устройств $z_{втор}$, Ом	Импеданс алюминиевых проводов $z_{анп}$, Ом	Сечение $s_{анп}$, мм ²
Формула расчета	$z_{втор} = \Sigma S / I_{нн}^2$	$z_{анп} = z_{0,2S} - z_{кт} - z_{втор}$	$s_a = \rho_{пров} \cdot l_{пров} \cdot z_{анп}$
Расчет согласно формул и результат расчета	$z_{втор0,2S} = 0,1/5^2 = 0,004$ $z_{втор0,5} = 4,2/5^2 = 0,168$	$z_{анп0,2S} = 2 - 0,1 - 0,004 = 1,896$ $z_{анп0,5} = 2 - 0,1 - 0,168 = 0,932$	$z_{анп0,2S} = 0,0283 \cdot 66 \cdot 1,896 = 0,97$ $z_{анп0,5} = 0,0283 \cdot 66 \cdot 0,932 = 1,974$
По результатам расчета решено использовать проводники сечением 2 мм ²			

5.1.4 Трансформатор напряжения 110 кВ

На открытом распределительном устройстве решено установить высоковольтный трансформатор напряжения типа НДЕ-М-110. Компания-производитель данного трансформатора напряжения ОАО «Электrozавод» [16]. Номинальные параметры трансформатора напряжения следующие: первичное напряжение $U_{\text{ин}}=110/\sqrt{3}$ кВ; вторичное напряжение $U_{\text{ин}}=110/\sqrt{3}$ В; допустимая мощность нагрузки на вторичных обмотках $S_{\text{н0,2}}=100$ ВА, $S_{\text{н0,5}}=200$ ВА. Нагрузки трансформатора представлены в таблице 5.3. Нагрузки не превышают номинальных значений, следовательно трансформатор напряжения пригоден к установке на ОРУ-110 кВ.

Таблица 5.3 - Нагрузки на вторичных обмотках трансформатора напряжения НДЕ-М-110

Класс точности вторичной обмотки	Прибор, устанавливаемый во вторичную цепь и его функции				
	Мощность потребления	Счетчик (EM720)	-	-	ΣP , Вт; ΣQ , Вар
0,2	P, Вт	0,02	-	-	0,02
	Q, Вар	0,02	-	-	0,02
Суммарная полная мощность $S_{0,2}=0,028$ ВА					
Класс точности вторичной обмотки	Мощность потребления	Вольтметр переключаемый	Ватт-метр	Фиксирующий прибор	ΣP , Вт; ΣQ , Вар
	P, Вт	6,1	0,115	9,1	15,315
0,5	Q, Вар	6,6	0,29	0	6,89
Суммарная полная мощность $S_{0,5}=16,83$ ВА					

Суммарная полная мощность измерительных устройств S , ВА, рассчитана согласно формуле:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (5.9)$$

$$S_{0,2} = \sqrt{0,02^2 + 0,02^2} = 0,028 \text{ ВА},$$

$$S_{0,5} = \sqrt{15,315^2 + 6,98^2} = 16,83 \text{ ВА}.$$

5.1.5 Расчет параметров гибкой ошиновки

В качестве гибкой ошиновки на подстанции будут использованы сталеалюминевые провода. Сечение проводов марки АС s_3 , мм², при экономической плотности тока $j_{эк} = 1$ А/мм², рассчитано согласно формуле:

$$s_3 = \frac{I_{аб}}{j_{эк}}, \quad (5.10)$$

$$s_3 = \frac{221,4}{1} = 221,4 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводников по критерию термической стойкости s_T , мм², при известном коэффициенте C_T для материала типа алюминий, рассчитано согласно формуле:

$$s_T = \frac{\sqrt{B}}{C_T}, \quad (5.11)$$

$$s_T = \frac{\sqrt{B}}{C_T} = \frac{\sqrt{6314431,5}}{85} = 29 \text{ мм}^2.$$

Выбран провод марки АС-240/32. Наружный диаметр провода АС-240/32 $d_n = 0,0216$ м, радиус $r = 0,0108$ м. Расстояние между фазами $l = 2,5$ м. Величину D_r , м, рассчитали согласно формуле:

$$D_r = \sqrt[3]{2 \cdot l^3}, \quad (5.12)$$

$$D_r = \sqrt[3]{2 \cdot 2,5^3} = 3,018 \text{ м} = 301,8 \text{ см}.$$

Напряженность E_k , кВ/см, при которой появляется корона, рассчитывается согласно формуле:

$$E_k = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r}} \right), \quad (5.13)$$

$$E_k = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{10,8}} \right) = 26 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность поля на поверхности проводника E_n , кВ/см, рассчитывается согласно формуле:

$$E_n = \frac{0,354 \cdot U_{cp}}{r \cdot \lg \frac{D_r}{r}}, \quad (5.14)$$

$$E_n = \frac{0,354 \cdot 115}{0,94 \cdot \lg \frac{301,8}{0,108}} = 13 \text{ кВ/см.}$$

Необходимо обеспечить условие не возникновения короны:

$$1,07 \cdot E_n \leq 0,9 \cdot E_k, \quad (5.15)$$

$$13,9 \leq 23,04 \text{ кВ/см.}$$

Условие, при котором корона еще не загорает соблюдается, следовательно для ошиновки ОРУ-110 кВ возможно использовать провода марки АС-240/32. Расчет электродинамических нагрузок изоляторов не производится, так как использована гибкая ошиновка и токи короткого замыкания менее 20 кА на ОРУ-110 кВ.

5.1.6 Выбор типа и количества изоляторов для гирлянды 110 кВ

Изоляторы рассчитаны и выбраны согласно рекомендации в [4]. Согласно [4] и карты степени загрязнений изоляция будет подвергаться второй степени

загрязнения. Длина пути утечки $L_{ут}$, см, гирлянды изоляторов рассчитывается согласно формуле:

$$L_{ут} = \lambda_э \cdot U_{наиб} \cdot K_{исп} \cdot K_{сост}, \quad (5.16)$$

Где $\lambda_э=2,35$ см/кВ – удельная эффективная длина утечки;

$U_{наиб}=126$ кВ – максимальное рабочее напряжение;

$K_{исп}=1,2$ – коэффициент использования изолятора в гирлянде;

$K_{сост}=1$ – коэффициент, определяющий использования составной конструкции гирлянды.

$$L_{ут} = 2 \cdot 126 \cdot 1,2 \cdot 1 = 305 \text{ см.}$$

Выбраны изоляторы типа ПС70Е. Длина пути утечки изолятора равна $L_{из}=41,1$ см. Количество изоляторов ПС70Е М, шт., в составе гирлянды определено согласно формуле:

$$M = \frac{L_{ут}}{L_{из}}, \quad (5.17)$$

$$M = \frac{305}{41,1} = 7,5 \text{ шт.}$$

Согласно [4] принято количество $M=8+1+1=10$ шт. Допустимое натяжение провода равно $T_{пр}=7$ кН, разрушающая нагрузка изолятора $F_{разр}=70$ кН согласно [4]. Коэффициент надежности изолятора $K_{над}$ рассчитан согласно формуле:

$$K_{над} = \frac{F_{разр}}{T_{пр}}, \quad (5.18)$$

$$K_{\text{над}} = \frac{70}{7} = 10 > 6 > 2,5.$$

Коэффициент надежности удовлетворяет требованиям [4].

5.2 Выбор оборудования 35 кВ

5.2.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 35 кВ

В связи с невозможностью использования существующего ОРУ-35 кВ по условиям непригодности коммутационной аппаратуры и отсутствия места для его расширения, в связи с необходимостью размещения стабилизирующих реакторов принято решение демонтировать существующее РУ-35 кВ и установить РУ-35 кВ закрытого типа в модульном здании. Тип ЗРУ-35 РВМ-35.

В распределительном устройстве решено установить вводные элегазовые выключатели HD4/Z-40,5-25/2000 [17]. Расчет параметров выключателей и сравнение их с параметрами сети произведен по методике, использованной для расчета выключателей 110 кВ. Результаты расчета сведены в таблицу 5.4. В ячейках отходящих присоединений 35 кВ решено установить элегазовые выключатели марки HD4/Z-40,5-25/1250 (таблица 5.5).

Таблица 5.4 - Параметры вводного выключателя HD4/Z-40,5-25/2000

Параметры выключателя и параметры сети	Расчетные значения параметров выключателя и сети
$U_{\text{ном}} / U_{\text{с}}, \text{кВ}$	36/35
$I_{\text{ном}} / I_{\text{ав}}, \text{А}$	2000/1376
$I_{\text{но}} / I_{\text{км}}, \text{кА}$	25/11,4
$t_{\text{соб}}, \text{с}$	0,04
$t_{\text{по}}, \text{с}$	0,06
$\tau_{\text{кз}}, \text{с}$	0,05
$\beta_{\text{ап}}, \%$	32
$i_{\text{ап}}, \text{кА}$	11,3
$i_{\text{сквоз}}, \text{кА}$	62,5
$t_{\text{окз}}, \text{с}$	0,07
$B_{\text{дп}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} / \text{В}, \text{В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	43,75/27,3

Таблица 5.5 - Параметры выключателя отходящих присоединений HD4/Z-40,5-25/1250

Параметры выключателя и параметры сети	Расчетные значения параметров выключателя и сети
1	2
$U_{\text{ном}} / U_{\text{с}}, \text{кВ}$	110/110
$I_{\text{ном}} / I_{\text{ав}}, \text{А}$	1250/600
1	2
$I_{\text{но}} / I_{\text{км}}, \text{кА}$	25/11,4
$t_{\text{соб}}, \text{с}$	0,04
$t_{\text{по}}, \text{с}$	0,06
$\tau_{\text{кз}}, \text{с}$	0,05
$\beta_{\text{ап}}, \%$	32
$i_{\text{ап}}, \text{кА}$	11,3
$i_{\text{сквоз}}, \text{кА}$	62,5
$t_{\text{окз}}, \text{с}$	0,07
$B_{\text{дп}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} / \text{В}, \text{В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	43,75/27,3

5.2.2 Расчет параметров трансформаторов тока в ЗРУ-35 кВ

На подстанции решено использовать трансформаторы тока типа ТОЛ-35 [18]. Выбор трансформаторов тока 35 кВ в вводных ячейках 35 кВ выполнен по методике, аналогичной выбору трансформатора 110 кВ (таблица 5.6).

Таблица 5.6 - Параметры трансформатора тока ТОЛ-35 в вводных ячейках

Параметры выключателя и параметры сети	Расчетные значения параметров выключателя и сети	Параметры проводников вторичной цепи	
$U_{\text{ном}} / U_{\text{с}}, \text{кВ}$	35/35	$z_{\text{втор}0,2\text{С}}, \text{Ом}$	0,002
$I_{\text{пн}}, \text{А}$	2000	$z_{\text{втор}0,5\text{С}}, \text{Ом}$	0,168
$I_{\text{пн}}, \text{А}$	5	$z_{\text{анр}0,2\text{С}}, \text{Ом}$	1,898
$i_{\text{эд}}, \text{кА} / I_{\text{терм}}, \text{кА}$	143/42	$z_{\text{анр}0,5\text{С}}, \text{Ом}$	0,932
$B_{\text{дп}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} / \text{В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5292/27,3	$s_{\text{анр}0,2\text{С}}, \text{мм}^2$	0,962
-	-	$s_{\text{анр}0,5\text{С}}, \text{мм}^2$	1,8
$z_{\text{кг}}=0,1 \text{ Ом}, z_{0,2}=2 \text{ Ом}, z_{0,5}=1,2 \text{ Ом}, l_{\text{пров}}=52 \text{ м}, \rho_{\text{пров}}=0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$			
По результатам расчета решено использовать проводники сечением 2 мм^2			

Нагрузки на вторичные обмотки отображены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Значения нагрузок на вторичные цепи ТОЛ-35 в вводной ячейке 35 кВ

Класс точности вторичной обмотки	Прибор, устанавливаемый во вторичную цепь и его функции					
	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}$, ВА, в фазах	Фаза	Счетчик (SE302-S33-503-J)	-	-	ΣS , ВА
0,2S		A	0,05	-	-	0,05
		B	0,05	-	-	0,05
		C	0,05	-	-	0,05
Класс точности вторичной обмотки 0,5	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}$, ВА, в фазах	Фаза	Амперметр (ЩП120)	Ваттметр (ЩМ120)	Фиксирующий измерительный прибор	ΣS , ВА
		A	0,5 (0,8-1,5-2,5)	0,07	3 (ФИП-2А)	4,2
		B	0	0,07	3 (ФИП-2А)	3,7
		C	0	0,07	3 (ФИП-2А)	3,7

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока в ячейках отходящих линий сведены в таблице 5.8 и 5.9.

Таблица 5.8 - Параметры трансформатора тока ТОЛ-35 в ячейках отходящих линий

Параметры выключателя и параметры сети	Расчетные значения параметров выключателя и сети	Параметры проводников вторичной цепи	
		$z_{\text{втор}0,2S}$, Ом	
$U_{\text{ном}} / U_c$, кВ	35/35	$z_{\text{втор}0,2S}$, Ом	0,002
$I_{\text{н}}$, А	600	$z_{\text{втор}0,5S}$, Ом	0,168
$I_{\text{пн}}$, А	5	$z_{\text{апр}0,2S}$, Ом	1,898
$i_{\text{эд}}$, кА/ $I_{\text{терм}}$, кА	143/42	$z_{\text{апр}0,5S}$, Ом	0,7
$B_{\text{дп}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с} / \text{В}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5292/27,3	$s_{\text{апр}0,2S}$, мм^2	0,671
-	-	$s_{\text{апр}0,5S}$, мм^2	1,819
$z_{\text{кт}}=0,1$ Ом, $z_{0,2}=2$ Ом, $z_{0,5}=1,2$ Ом, $l_{\text{пров}}=45$ м, $\rho_{\text{пров}}=0,0283$ Ом·мм ² /м			
По результатам расчета решено использовать проводники сечением 2 мм ²			

Таблица 5.9 – Значения нагрузок на вторичные цепи ТОЛ-35 в ячейке отходящей линии 35 кВ

Класс точности вторичной обмотки 0,2S	Прибор, устанавливаемый во вторичную цепь и его функции					
	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}$, ВА, в фазах	Фаза	Счетчик	-	-	ΣS , ВА
		A	0,05 (SE302-S33-503-J)	-	-	0,05
		B	0,05 (SE302-S33-503-J)	-	-	0,05
		C	0,05 (SE302-S33-503-J)	-	-	0,05
Класс точности вторичной обмотки 0,5	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}$, ВА, в фазах	Фаза	Амперметр (ЩП120)			ΣS , ВА
		A	0,5	-	-	0,5
		B	0	-	-	0
		C	0	-	-	0

5.2.3 Расчет параметров трансформаторов напряжения в ЗРУ-35 кВ

В ЗРУ-35 в ячейках трансформаторов напряжения решено установить трансформаторы напряжения марки ТПР7-35/ $\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/3$ фирмы АВВ [19]. Номинальные параметры трансформатора напряжения следующие: первичное напряжение $U_{\text{ин}}=35/\sqrt{3}$ кВ; допустимая мощность нагрузки на вторичных обмотках $S_{0,2}=25$ ВА, $S_{0,5}=100$ ВА. Нагрузки трансформатора напряжения представлены в таблице 5.10. Нагрузки не превышают номинальных значений, следовательно трансформатор напряжения пригоден к установке на ОРУ-110 кВ.

Таблица 5.10 - Нагрузки на вторичных обмотках ТПР7-35/ $\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/3$

Класс точности вторичной обмотки 0,2	Прибор, устанавливаемый во вторичную цепь и его функции				
	Мощность потребления	Счетчик (EM720)	-	-	ΣP , Вт; ΣQ , Вар;
	P, Вт	13·0,02	-	-	0,26
	Q, Вар	13·0,02	-	-	0,26
Суммарная полная мощность $S_{0,2}=0,364$ ВА					
Класс точности вторичной обмотки 0,5	Мощность потребления	Вольтметр переключаемый Omix	Вольтметр	Ваттметр (ЩМ120)	ΣP , Вт; ΣQ , Вар;
	P, Вт	6,1	1	13·0,115	8,595
	Q, Вар	6,6	0	13·0,29	10,37
Суммарная полная мощность $S_{0,5}=13,5$ ВА					

5.2.4 Расчет параметров гибкой ошиновки на напряжение 35 кВ

Расчет и выбор гибких шин в РУ-35 кВ произведен согласно методике для расчета проводов на ОРУ 110 кВ. Шина 35 кВ от силового трансформатора до ЗРУ-35 кВ выполнена из проводов 6·АС-240/32. Результаты расчета сведены в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 - Результаты проверки проводов в РУ-35 кВ

Параметры выключателя и параметры сети	Расчетные значения параметров выключателя и сети
1	2
$S_{AC}, \text{мм}^2$	110/110
$s_T, \text{мм}^2$	61,46
$d_H, \text{м}$	0,0216
$r, \text{м}$	0,0108
$r_{ЭК}, \text{м}$	0,039
$D_r D_{Г}, \text{м}$	2,598
1	2
$l, \text{м}$	1,5
$E_K, \text{кВ/см}$	27,1
$E_H, \text{кВ/см}$	2,013
$0,7 \cdot E_H \leq 0,9 \cdot E_K$	$2,154 \leq 24,39$

Условие предотвращения короны соблюдается, следовательно для ошиновки ОРУ-35 кВ возможно использовать провода марки АС-240/32 (6 проводов в одной фазе). Расчет электродинамических нагрузок изоляторов не производится, так как использована гибкая ошиновка и токи короткого замыкания менее 20 кА на шинах 35 кВ.

5.2.5 Выбор типа и количества изоляторов для гирлянды 35 кВ

Изоляторы рассчитаны и выбраны согласно рекомендации в [4]. Длина пути утечки $L_{ут}$, см, гирлянды изоляторов определена согласно формуле (5.16):

$$L_{ут} = 2,35 \cdot 40,5 \cdot 1,2 \cdot 1 = 115 \text{ см.}$$

Выбраны изоляторы типа ПС70Е. Количество изоляторов ПС70Е М, шт., в составе гирлянды определено согласно формуле (5.17):

$$M = \frac{115}{41,1} = 2,8 \text{ шт.}$$

Согласно [4] принято количество $M=3+1=4$ шт. Коэффициент надежности изолятора $K_{\text{над}}$ рассчитан согласно формуле (5.18):

$$K_{\text{над}} = \frac{70}{7} = 10 > 6 > 2,5.$$

6 Расчет и выбор трансформаторов собственных нужд ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Расчетная активная мощность каждого отдельного потребителя собственных нужд P_n , кВт, определяется согласно формуле:

$$P_n = P_{уст} \cdot k_c, \quad (6.1)$$

Где $P_{уст}$ – установленная мощность потребителя, кВт;

k_c – коэффициент спроса мощности.

Реактивная расчетная мощность Q_n , кВар, при известном угле сдвига фаз φ_n , град, каждого приемника рассчитывается согласно формуле:

$$Q_n = P_{уст} \cdot \operatorname{tg} \varphi_n. \quad (6.2)$$

Суммарная расчетная мощность S_{pc} , кВА, при n , шт., потребителях, определяется согласно формуле:

$$S_{pc} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{эп.i}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{эп.i}\right)^2}. \quad (6.3)$$

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд $S_{пт}$, кВА, определяется согласно формуле:

$$S_{пт} = S_{pc} / 1,4. \quad (6.4)$$

Трансформаторы должны выдерживать перегрузки в ремонтном и аварийном режиме. Выбор мощности трансформаторов произведен с учетом пере-

грузки 1,4. [30, 32]. Коэффициенты загрузки трансформатора собственных нужд в нормальном, аварийном и аварийном режиме с ремонтной нагрузкой $k_{\text{загр}}$, рассчитываются согласно формулам соответственно:

$$k_{\text{загр.норм}} = \frac{S_{\text{рб}}}{2 \cdot S_{\text{тсн}}}, \quad (6.5)$$

$$k_{\text{загр.ав}} = \frac{S_{\text{рб}}}{S_{\text{тсн}}}, \quad (6.6)$$

$$k_{\text{загр.норм}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{тсн}}}, \quad (6.7)$$

Где $S_{\text{рб}}$ – мощность без учета ремонтной нагрузки, кВА.

Результаты расчетов мощности собственных нужд и мощности трансформаторов собственных нужд, мощности приемников собственных нужд сведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет параметров собственных нужд

Тип нагрузки	Установленная мощность, $P_{\text{уст}}$, кВт	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	κ_c	$P_{\text{п}}$, кВт	$Q_{\text{п}}$, кВар
1	2	3	4	5	6	7
Существующие потребители	-	-	-	-	-	-
Система охлаждения силовых трансформаторов	10,5	0,86	0,59	0,86	9,03	5,36
Приводы регуляторов напряжения	2,3	0,9	0,48	1	2,3	1,11
Зарядные устройства	44,5	0,84	0,65	0,13	5,79	3,74
Система вентиляции	3,5	0,87	0,57	0,84	2,94	1,67
Электрические питающие установки помещений ГППЗ	57	1	0	1	57	0
Освещение помещения и ОРУ-110 кВ	19,8	0,9	0,48	0,69	13,7	6,62
Проектируемые потребители	-	-	-	-	-	-
Двигатели приводов элегазовых выключателей	2,21	0,85	0,62	0,12	0,27	0,16

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7
Обогрев приводов элегазовых выключателей	3,33	1	0	1	3,33	0
ЗРУ-35 кВ	58	0,96	0,29	1	58	16,9
Статические конденсаторы	60	0,96	0,29	1	48	17,5
Питание центрального распределительного пункта 6 кВ	8,12	0,87	0,57	0,49	3,98	2,25
Шкафов обогрева элегазовых выключателей	7,12	0,91	0,45	0,91	6,48	2,95
Блок управления дугогасящим реактором	2,58	0,86	0,59	0,86	2,22	1,32
Итого по потребителям собственных нужд без учета ремонтной нагрузки	266,96	-	-	-	213	59,6
Ремонтная нагрузка	-	-	-	-	-	-
Сварочный трансформатор	9	0,55	1,51	0,5	4,5	6,83
Итого по потребителям	275,96	-	-	-	217	66,4
$S_{pb}=221,17$ кВА ; $S_{pc}=227,4$ кВА ; $S_{pt}=162,43$ кВА						
Загрузка трансформатора в нормальном режиме						0,442
Загрузка трансформатора в аварийном режиме						0,885
Загрузка трансформатора в аварийном режиме с ремонтной нагрузкой						0,909

Решено установить трансформаторы марки ТМГ-250/6/0,4. Произведен расчет кабелей для подключения трансформаторов собственных нужд к шинам центрального распределительного пункта 6 кВ. Максимальный ток в ремонтном режиме, когда работает один трансформатор, рассчитан согласно формуле (5.3):

$$I_{ap} = 1,4 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 22,93 \text{ А.}$$

Сечение кабеля s_s , мм², рассчитано согласно формуле (5.10):

$$s_s = \frac{22,9}{1,2} = 19,1 \text{ мм}^2.$$

Сечение кабеля по критерию термической стойкости s_t , мм², рассчитано согласно формуле (5.11):

$$s_t = \frac{\sqrt{B}}{C_t} = \frac{\sqrt{27921600}}{82} = 63,7 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ААШв 3х70. Длительный ток, протекающий в кабеле согласно [4] равен $I_{\text{кдл}} = 135 \text{ А}$, без учета понижающих коэффициентов. Кабель проложен в центральном распределительном пункте в лотках и по воздуху по несущим конструкциям. Коэффициент прокладки в зависимости от температуры равен $k_T = 1$. Расчетный длительный ток в кабеле с учетом поправки по способу прокладки $I_{\text{рдл}}$, А, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{рдл}} = k_T \cdot I_{\text{кдл}}, \quad (6.8)$$

$$I_{\text{рдл}} = 1 \cdot 135 = 135 \text{ А}.$$

Далее произведен выбор предохранителя для трансформатора собственных нужд. Расчетный ток предохранителя $I_{\text{рп}}$, А, определен по формуле:

$$I_{\text{рп}} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.9)$$

$$I_{\text{рп}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 23 \text{ А}.$$

Решено установить предохранитель типа ПКТ101-6-31,5-20.

7 Расчет релейной защиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

7.1 Общие данные о релейной защите и автоматике на подстанции ГПП-3

В качестве основной защиты силовых трансформаторов использована дифференциальная и газовые защиты. В качестве защиты от перегрузок и резервной защиты силовых трансформаторов использована максимальная токовая защита. На вводных выключателях 35 кВ установлена автоматика повторного включения.

На отходящих линиях 35 кВ установлена двухступенчатая токовая защита, состоящая из токовой отсечки (ТО) и максимальной токовой защиты (МТЗ). В ячейках вводных выключателей 35 кВ установлены терминалы «Сириус-2В», в ячейках отходящих линий установлены терминалы «Сириус-2МЛ».

7.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ТДНМ-63000/110

Исходные данные для расчета приведены в таблицу 7.1. Расчет дифференциальной защиты на терминале «Сириус-Т» отображен в таблице 7.2.

Таблица 7.1 – Исходные данные

Расчетная величина	Коэффициенты и формулы расчета	По стороне 110 кВ	По стороне 35 кВ
1	2	3	4
Первичный ток I_1 , А	$I_1 = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}}$	$I_{1110} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А}$	$I_{135} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 983,1 \text{ А}$
Схема соединения трансформаторов тока	-	Звезда	Звезда
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_T	400/5	1500/5

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4
Вторичные токи I_{II}, A	$I_{II} = \frac{I_I}{K_T}$	$I_{II10} = \frac{316,3}{400/5} = 3,95 A$	$I_{II35} = \frac{983,1}{1500/5} = 3,277 A$
Принятые значения I_{II}, A	-	4,0	3,3
Диапазон системы РПН, %	-	16	
Трехфазный ток к.з. в максимальном режиме	$I_{кз}^{(3)} (-P- \min \text{ раб})$	2837	7118
Двухфазный ток к.з. в минимальном режиме	$I_{кз}^{(2)} (+P O_{\max} \text{ раб}) \min$	1421	4922

Таблица 7.2 – Расчет защиты на терминале «Сириус-Т»

Наименование величины	Формула, коэффициент	Результат
1	2	3
Дифференциальная токовая отсечка (ДЗТ-1)		
Отстройка от броска тока намагничивания	$2,5 \cdot I_{\text{дифф}} / I_I$	$2,5 \cdot 4 = 10$
Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	1,2
Коэффициент небаланса	$K_{\text{неб}}$	0,7
Отстройка от тока небаланса	$I_{\text{дифф}} / I_{II} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{неб}} \cdot I_{кз}^{(3)} (-P- \min \text{ раб}) / I_{II}$	$I_{\text{дифф}} / I_{II} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2837 / 316,3 = 7,53$
Принятая уставка отстройки от тока небаланса	$I_{\text{дифф}} / I_I$	8
Дифференциальная защита с торможением (ДЗТ-2)		
Базовая настройка, соответствующая чувствительности	$I_{\text{дифф1}} / I_I$	0,3
Коэффициент однотипности	K_{II}	1
Полная погрешность трансформаторов тока	ε	0,1
Составляющая тока небаланса из-за погрешности трансформаторов тока $I'_{нр}$	$I'_{нр} = K_{II} \cdot K_o \cdot \varepsilon$	$I'_{нр} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 = 0,2$
Составляющая тока небаланса из-за РПН $I''_{нр}$	$I''_{нр} = \Delta U_{\text{РПН}}$	0,16
Составляющая тока небаланса по неточности округления $I'''_{нр}$	$I'''_{нр} = \Delta f_{\text{доб}}$	0,04
Ток небаланса $I_{нрс}, A$, обусловленный сквозным $I_{ск}, A$	$I_{нрс} = I'_{нр} + I''_{нр} + I'''_{нр} \cdot I_{ск}$	$I_{нрс} = I'_{нр} + I''_{нр} + I'''_{нр} \cdot I_{ск} = 0,2 + 0,16 + 0,04 \cdot I_{ск} = 0,4 \cdot I_{ск}$

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3
Дифференциальный ток при коротком замыкании на стороне 35 кВ $I_{\text{диф}35}$, А	$I_{\text{диф}35} = I_{\text{нрс}}$	$I_{\text{диф}35} = 4 \cdot I_{\text{ск}}$
Тормозной ток $I_{\text{торм}}$, А	$I_{\text{торм}} = (I_{\text{ск}} + I_{\text{ск}} - I_{\text{диф}35}) \cdot 2$	$I_{\text{торм}} = I_{\text{ск}} - 0,5 \cdot I_{\text{диф}35}$
Коэффициент снижения $k_{\text{сн}}$	$k_{\text{сн}} = 1 - 0,5 \cdot (I_{\text{нр}} + I_{\text{нр}}'' + I_{\text{нр}}''')$	$k_{\text{сн}} = 1 - 0,5 \cdot 0,2 + 0,16 + 0,04 = 0,8$
Дифференциальный ток, отстроенный от тока небаланса $I_{\text{дон}}$, А	$I_{\text{дон}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{диф}35}$	$I_{\text{дон}} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{\text{ск}} = 10,52 \cdot I_{\text{ск}}$
Коэффициент торможения для отстройки от сквозных токов $k_{\text{тс}}$	$k_{\text{тс}} = 100 \cdot I_{\text{дон}} / I_{\text{торм}}$	$k_{\text{тс}} = 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65$
Точка излома в начале тормозной характеристики	$I_{\text{т1}} / I_{\text{I}} = (I_{\text{диф}35} / I_{\text{I}}) \cdot 100 / k_{\text{тс}}$	$I_{\text{т1}} / I_{\text{I}} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,461$
Точка излома №2	$I_{\text{т2}} / I_{\text{I}}$	2
Блокировка от гармоник №2	$I_{\text{гарм2}} / I_{\text{гарм1}}$	0,15
Коэффициент чувствительности $k_{\text{чув}}$	$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)} (+ \text{РОmax раб})_{\text{min}}}{I_{\text{I}} \cdot (I_{\text{диф}35} / I_{\text{I}})}$	$k_{\text{чув}} = \frac{1421}{316,3 \cdot 0,3} = 14,97$
Сигнализация неисправности в плечах защиты (ДЗТ-3)		
Уставка сигнализации	$I_{\text{дифф}} / I_{\text{I}}$	0,1
Время срабатывания T , с	T	10

7.3 Расчет максимальных токовых защит силового трансформатора

Подробно произведен расчет максимальной токовой защиты обмоток высокого напряжения силового трансформатора. Расчетное значение тока срабатывания реле $I_{\text{ср}}$, А, определено согласно формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{схем}} \cdot k_{\text{о}} \cdot I_{\text{I}}}{k_{\text{воз}} \cdot k_{\text{т}}}, \quad (7.1)$$

Где $k_{\text{схем}}$ – коэффициент, соответствующий схеме соединения обмоток;

$k_{\text{о}}$, $k_{\text{воз}}$ – коэффициент отстройки и возврата соответственно.

$$I_{cp} = \frac{1,73 \cdot 1,2 \cdot 316}{0,95 \cdot 400/5} = 8,63 \text{ А.}$$

Принято значение тока срабатывания $I_{cp} = 9 \text{ А}$. Ток, протекающий в обмотках первичной цепи I_{c3} , А, рассчитан согласно формуле:

$$I_{c3} = K_{тр} \cdot I_{cp}, \quad (7.2)$$

$$I_{c3} = 400/5 \cdot 9 = 720 \text{ А.}$$

Коэффициенты чувствительности защиты $K_{чув}$ при двухфазном коротком замыкании рассчитаны согласно формуле:

$$K_{чув} = K_{оч} \cdot \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c3}}, \quad (7.3)$$

Где $K_{оч}$ – коэффициент для определения чувствительности.

$$K_{чув} = 1,5 \cdot \frac{1421}{720} = 2,96.$$

Для расчета максимальной токовой защиты с органом пуска по напряжению напряжение срабатывания реле U_{cp} , В, и защиты U_{c3} , В, рассчитаны по формулам соответственно:

$$U_{cp} = \frac{0,7 \cdot U_{ном}}{K_o \cdot K_{воз} \cdot K_T}, \quad (7.4)$$

$$U_{c3} = K_T \cdot U_{cp}. \quad (7.5)$$

Расчет МТЗ от перегрузки обмотки низкого напряжения и МТЗ шин 35 кВ с пуском по напряжению сведен в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Определение защит

Расчетный параметр	Результат расчета для защиты от перегрузки	Результат расчета для МТЗ с пуском по напряжению
I_{cp} , А	3,81 (принято 3,8)	4,14 (принято 5)
$I_{cз}$, А,	1140	1500
$K_{чув}$	-	0,87
U_{cp} , В	-	60
$U_{cз}$, В	-	21000

7.4 Выбор типа оперативного тока

На подстанции система релейной защиты и автоматики использует микропроцессорные терминалы типа «Сириус», потребляющие постоянный ток. Приводы элегазовых выключателей используют постоянный ток. Приводы разъединителей – переменный ток. Решено использовать смешанный оперативный ток (постоянный и переменный).

8 Расчет заземления ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Заземляющее устройство подстанции ГПП-3 на ОРУ-110 кВ и ЗРУ-35, в местах установки реакторов и компенсаторов, должно представлять собой единый контур заземления. Данный контур представляет собой сетку, выполненную из продольных, поперечных, а также вертикальных заземлителей, находящихся в непосредственном контакте с землей [6].

К заземляющему устройству понизительной подстанции должны присоединяться все металлоконструкции распределительных устройств (в том числе те, на которых стоит электрооборудование), корпуса электрооборудования (в частности бак силового трансформатора), металлические оболочки кабелей и броня кабелей, металлические короба для прокладки кабелей и лотки. Также к заземляющему устройству присоединяются различные распределительные щиты, шкафы, щиты управления (присоединяется каркас) [6].

Электрооборудование присоединяется к заземляющему устройству подстанции при помощи сварки. Между собой продольные, поперечные и вертикальные заземлители соединяются сваркой внахлест [6].

Основные материалы из которых рекомендуется изготавливать сетку заземляющего устройства – черная сталь или медь.

Заземлители подразделяются на естественные и искусственные. В качестве естественных допускается использовать соприкасающиеся с землей железобетонные и металлические конструкции зданий, металлические трубы водопровода, рельсовые пути перекачки силовых трансформаторов, заземлители опор воздушных линий электропередачи. Запрещено применять: трубопроводы жидкостей, имеющих горючие свойства; трубопроводы горючих и взрывоопасных газов; трубопроводы центрального отопления.

Искусственные заземлители это горизонтальные и вертикальные заземлители из полосовой и круглой стали, специально проложенные и объединенные в сетку заземляющего устройства [6].

Основные рекомендации по прокладке заземлителей:

- продольные заземлители прокладываются вдоль осей электрооборудования на глубине 0,3-0,7 м от поверхности земли, причем одновременно необходимо соблюдать расстояния от фундаментов зданий или электрооборудования, которое должно быть не меньше чем 0,8-1,0 м;

- поперечные заземлители прокладываются в наиболее удобных местах между оборудованием, причем глубина прокладки поперечных заземлителей должна соответствовать глубине прокладки продольного, являющимся базовым элементом;

- вертикальные заземлители прокладываются равномерно по периметру заземляющего устройства и в местах пересечений продольных и поперечных заземлителей [6].

Максимальные размер ячейки сетки заземляющего устройства не должен превышать значения в $b \times b \text{ м}^2$.

В наиболее ответственных местах заземляющего устройства, в таких как нейтраль силового трансформатора, место заземления реактора, место заземления опоры воздушной линии, молниеотводов, в данных местах следует обеспечить растекание тока не менее чем в 4-х направлениях [6].

Для обеспечения снижения импульсного сопротивления сетки заземляющего устройства необходимо повышать плотность сетки в соответствующих требуемых местах [6].

Заземляющее устройство нормируется по наибольшему допустимому сопротивлению заземляющего устройства [6]. Согласно таблице П.А.7, представленной в [6], наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства подстанции с эффективно заземленной нейтралью – 0,5 Ом.

Основные параметры для расчета заземляющего устройства:

- 1) горизонтальный заземлитель – сечение $5 \times 50 \text{ мм}^2$, глубина заложения 0,7 м;
- 2) вертикальный заземлитель – круглая сталь диаметром 20 мм, длина 5 м.
- 3) грунт – суглинистый, удельное сопротивление грунта 60 Ом·м.

Расчет будет производиться по методике представленной в [9].

1) расчет удельных сопротивлений горизонтальных и вертикальных заземлителей с учетом сезонности колебаний грунта производится по следующим формулам:

$$\rho_{\text{расчгор}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п.гор}}, \quad (8.1)$$

$$\rho_{\text{расчверт}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п.верт}}, \quad (8.2)$$

Где $K_{\text{п.гор}}$ - коэффициент, учитывающий колебания грунта, применительно для горизонтального заземлителя [9];

$K_{\text{п.верт}}$ - коэффициент, учитывающий колебания грунта, применительно для вертикального заземлителя [9].

$$\rho_{\text{расчгор}} = 60 \cdot 3,6 = 216 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{расчверт}} = 60 \cdot 1,25 = 75 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) расчет сопротивления растекания одного вертикального заземлителя производится по следующему выражения:

$$R_{\text{верт.эл}} = \frac{\rho_{\text{расчверт}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{стржн}}} \left(\ln \frac{2l_{\text{стржн}}}{d_{\text{стржн}}} + 0,5 \cdot \ln \frac{4H + l_{\text{стржн}}}{4H - l_{\text{стржн}}} \right), \quad (8.3)$$

Где $H = 0,7 + 5 \cdot 0,5 = 3,2$ м – расстояние от поверхности земли до вершины вертикального электрода, находящегося в земле.

$$R_{\text{верт.эл}} = \frac{75}{2 \cdot \pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,02} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 15,829 \text{ Ом}.$$

3) расчет количества вертикальных заземлителей с применением коэффициента использования производится по следующей формуле:

$$N = \frac{R_{\text{верт.эл}}}{K_{\text{и.верт}} \cdot R_{\text{иск}}}, \quad (8.4)$$

Где $R_{\text{иск}} = \frac{R_3 R_e}{R_e - R_3} = \frac{0,47 \cdot 2}{2 - 0,47} = 0,65 \text{ Ом}$ – сопротивление растекания искусственного заземления;

$K_{\text{и.верт}} = 0,45$ - коэффициент использования, определяется по [9].

$$N = \frac{15,829}{0,45 \cdot 0,65} \approx 54 \text{ шт.}$$

4) сопротивления растекания заземлителей горизонтального типа производится по следующей формуле:

$$R_{\text{гор.зазм}} = \frac{\rho_{\text{расчгор}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пол}} \cdot K_{\text{и.гор}}} \cdot \ln \frac{2l_{\text{пол}}^2}{b \cdot H}, \quad (8.5)$$

Где b – высота полосы;

H – глубина заложения полосы.

$$R_{\text{гор.зазм}} = \frac{216}{2 \cdot \pi \cdot 1500 \cdot 0,27} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1500^2}{0,005 \cdot 0,7} = 1,781 \text{ Ом.}$$

5) необходимо произвести уточнение сопротивления вертикальных электродов, по следующей формуле:

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{R_{\text{гор.зазм}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{гор.зазм}} - R_{\text{иск}}}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{1,781 \cdot 0,65}{1,781 - 0,65} = 1,023 \text{ Ом.}$$

б) количество вертикальных электродов с применением уточненного коэффициента использования рассчитывается по следующей формуле:

$$N = \frac{R_{\text{верт.эл}}}{K_{\text{и.верт.уточн}} \cdot R_{\text{верт.эл.уточн}}}, \quad (8.7)$$

$$N = \frac{15,829}{0,7 \cdot 1,023} = 22,10 \text{ шт.}$$

Для снижения сопротивления растеканию, исходя из периметра заземляющего устройства подстанции принимаем количество вертикальных электродов равное 45 шт.

7) необходимо уточнить расчетное сопротивление горизонтальных электродов, расчет производится аналогично формуле (8.5):

$$R_{\text{гор.зазм.уточн}} = \frac{216}{2 \cdot \pi \cdot 1500 \cdot 0,49} 9 \cdot \ln \frac{2 \cdot 1500^2}{0,005 \cdot 0,7} = 0,981 \text{ Ом.}$$

8) определим уточненное сопротивление вертикальных электродов по следующей формуле (из формулы 8.7):

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{15,829}{0,77 \cdot 45} = 0,456 \text{ Ом.}$$

9) итоговое сопротивление заземляющего устройства рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{заземл.ус-ва}} = \frac{R_{\text{верт.эл.уточн}} \cdot R_{\text{гор.зазм.уточн}}}{R_{\text{верт.эл.уточн}} + R_{\text{гор.зазм.уточн}}}, \quad (8.8)$$

$$R_{\text{з.э}} = \frac{0,456 \cdot 0,981}{0,456 + 0,981} = 0,311 \text{ Ом.}$$

9 Расчет молниезащиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Молниезащита – это комплекс средств, включающий в себя устройства защиты от прямых ударов молнии – молниеотводы и устройства защиты от вторичных ударов молний.

Все электрооборудование без исключений должно быть защищено от прямых ударов молний.

Ток молнии должен быть отведен через заземлитель, который соединяет молниеотвод с заземляющим устройством, в землю.

Молниеотводы могут быть искусственными и естественными. Искусственными молниеотводами считаются специально установленные на объекте мачты с молниеприемником, порталные молниеприемники. Естественными молниеотводами считаются конструктивные элементы защищаемых объектов, например металлическая крыша здания, соединенная с сеткой заземления.

Согласно рекомендациям в [3] необходимо максимально использовать естественные молниеотводы. Но на подстанции не так много естественных молниеотводов, поэтому широкое применение нашли специально установленные отдельные молниеотводы (стержневые).

На ГПП-3 применяется молниезащита, выполненна двойным стержневым молниеотводом. Расчет молниезащиты произведен в соответствии с [3].

Высота молниеотводов равна $h = 19,35$ м. Высота защищаемого объекта $h_x = 6$ м. Расстояние между молниеотводами $L = 49$ м.

Принимаем надежность молниезащиты равной 0,9.

Высота кругового конуса h_0 , которая совпадает с вертикальной осью молниеотвода, рассчитывается по следующей формуле:

$$h_0 = 0,85h, \quad (9.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 19,35 = 16,45 \text{ м.}$$

Радиус конуса защиты молниеотвода на уровне земли рассчитывается по следующей формуле:

$$r_0 = 1,2h, \quad (9.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 19,35 = 23,22 \text{ м}.$$

Расчет максимальной полуширины зоны r_x конуса защиты молниеотвода в горизонтальном сечении на высоте защищаемого объекта h_x рассчитывается по следующей формуле:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (9.3)$$

$$r_x = \frac{23,22(16,45 - 6)}{16,45} = 14,75 \text{ м}.$$

Предельные расстояния молниеотвода L_{\max} и L_c вычисляются по следующим формулам:

$$L_{\max} = 5,75h, \quad (9.4)$$

$$L_c = 2,5h, \quad (9.5)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 19,35 = 111,26 \text{ м},$$

$$L_c = 2,5 \cdot 19,35 = 48,38 \text{ м}.$$

Минимальная высота зоны защиты между молниеотводами (по середине) рассчитывается по следующей формуле:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0, \quad (9.6)$$

$$h_c = \frac{111,26 - 49}{111,26 - 48,38} \cdot 16,45 = 16,29 \text{ м.}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между двумя молниеотводами рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}, \quad (9.7)$$

$$r_{cx} = \frac{23,22(16,29 - 6)}{16,29} = 14,67 \text{ м.}$$

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода представлена на рисунке 9.1.

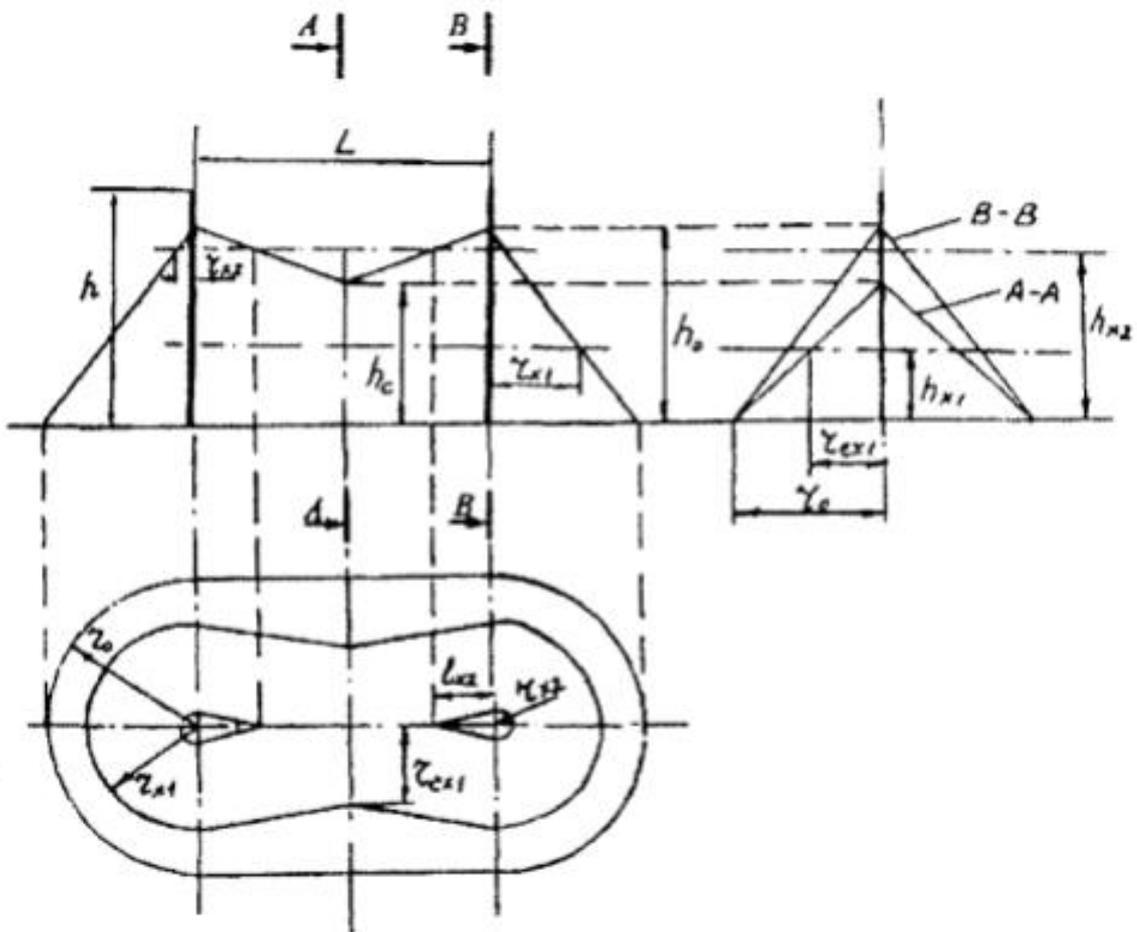


Рисунок 9.1 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведена реконструкция электрической части ГПП-3 питающей электросталеплавильный цех ОАО «Волгоцеммаш».

Произведен прогнозный расчет нагрузок по итогам которого полная нагрузка подстанции ГПП-3 составила 80,431 МВА.

По итогам технико-экономического расчета к установке приняты силовые трансформаторы типа ТДНМ, металлургического исполнения. Силовые трансформаторы такого типа способны выдерживать значительные токовые перегрузки. В частности выбранный трансформатор ТДНМ 63000-100000 обладает значением пиковой выдерживаемой мощности 100000 кВА при номинальной мощности 63000 кВА.

Главная электрическая схема подстанции ГПП-3 – 110-4Н не была изменена ввиду актуальности для электросталеплавильных цехов. Схема обеспечивает достаточно надежное электроснабжение потребителей.

Произведена замена основного электротехнического оборудования ОРУ-110 кВ и ЗРУ-35 кВ. К установке приняты: высоковольтные выключатели ВГТ 110-40/2500 У1; разъединители РГ-110.И/1000-УХЛ1; трансформаторы тока ТРГ-110 400/5-0,5/5Р/5Р/5Р УХЛ1; трансформаторы напряжения НДЕ-М-110; выключатели 35 кВ - HD4/Z-40,5-25/2000 и HD4/Z-40,5-25/1250 для вводных ячеек и ячеек отходящих присоединений; трансформаторы тока 35 кВ - ТОЛ-35; трансформаторы напряжения 35 кВ - ТJP7-35/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3; трансформаторы собственных нужд ТМГ-250/6/0,4.

В качестве релейной защиты выбран терминал микропроцессорной релейной защиты «Сириус-Т». Произведены расчеты уставок релейной защиты.

Произведен расчет заземляющего устройства. В любое время года сопротивление не будет превышать 0,5 Ом и будет равно 0,311 Ом.

Молниезащита подстанции обеспечивает надежную защиту электрооборудования от прямых ударов молнии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Предложение о размере цен (тарифов), долгосрочных параметров регулирования на 2018 г. [Электронный ресурс] : сайт компании Энергетика и связь строительства. URL: <http://zeiss.net.ru/inforazdel1313.html> (дата обращения: 14.02.2018 г.).
2. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Издательство МЭИ, 2007.
3. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., ЦПТИ ОРГРЭС, 2003.
4. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс], URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 07.02.2018 г.).
5. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ . М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012.
6. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
7. Кислов А.П. Схемы электроснабжения дуговых сталеплавильных печей: Вестник ПГУ. – 2012.
8. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок. Справочник СПб.: Политехника, 2015.
9. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. СПб.: Петербург, 2014.
10. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. пособие по выполн. курсового и дипломн. проектир. Тольятти: ТГУ, 2007.

11. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор»: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2016.

12. Завод электротехнического оборудования. Газонаполненное оборудование. ВГТ-110 (У1, УХЛ1*) Выключатель элегазовый колонковый [Электронный ресурс]. URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-olonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 . (дата обращения 19.12.2017 г.).

13. Завод электротехнического оборудования. Разъединители наружной установки серии РГ. РГ-110 (УХЛ1) Разъединители горизонтально - поворотного типа. [Электронный ресурс]. URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv (дата обращения 19.12.2017 г.).

14. УЭТМ. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ®- [Электронный ресурс], URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110> (дата обращения 19.12.2017 г.).

15. Трансформаторы напряжения НДЕ-110 емкостные трех- и четырехобмоточные на напряжение 110-750 кВ для открытых стационарных установок [Электронный ресурс], URL: http://www.elektrozavod.ru/production/3_2 (дата обращения 20.12.2017 г.).

16. Selim Koroglu. A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods. [Электронный ресурс] URL: http://journal.esrgroups.org/jes/papers/12_3_1.pdf (дата обращения: 05.01.2018 г.).

17. Fan Yang, Yongan Wang, Manling Dong, Xiaokuo Kou, Degui Yao, Xing Li, Bing Gao, Irfan Ullah. A cycle voltage measurement method and application in grounding grids fault location. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1929> (дата обращения 15.02.2018 г.).

18. Li Zhang, Wenfang Zhang, Jinxin Liu, Tong Zhao, Liang Zou, Xinghua Wang. A New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet

Neural Network [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1998/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).

19. Carlos Javier R., Agustin Santisteban, Felix Ortiz, Cristian Olmo, Alfredo Ortiz. Evaluation of the optimal Connection of power transformers in the substations of a hospital. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/419> (дата обращения 05.01.2018 г.).

20. Chen Wang, Jie Wu, Jianzhou Wang, Weigang Zhao. Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/43/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).