

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция ЗРУ 10 кВ подстанции 110/10/6 кВ «Весна»

Обучающийся

А.А. Долженков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В выпускной квалификационной работе бакалавра решены вопросы по разработке мероприятий, направленных на реконструкцию закрытого распределительного устройства с номинальным напряжением 10 кВ главной понизительной подстанции «Весна».

В ходе выполнения работы был построен годовой упорядоченный график нагрузки, по которому были определены максимальная нагрузка подстанции и годовой объём передаваемой через неё электрической энергии.

На основании полученного графика нагрузки произведён обоснованный выбор мощности силовых трансформаторов для размещения на подстанции, выполнено сравнение двух вариантов установки на трансформаторной подстанции силовых трансформаторов различной мощности и выбран из них оптимальный по минимуму приведённых затрат.

Выполнен расчёт токов короткого замыкания. Выполнен расчёт токов короткого замыкания на стороне среднего напряжения силовых трансформаторов подстанции, которое рассматривается в данной работе.

На стороне 10 кВ подстанции произведены выбор и проверка основного электрооборудования, установленного в закрытом распределительном устройстве: ячеек КРУ; высоковольтных выключателей, трансформаторов тока и напряжения и т.д.

Проработаны вопросы модернизации системы релейной защиты, выбраны новые современные устройства, для которых были определены необходимые уставки срабатывания.

Произведён расчёт системы заземления и защиты от поражения ударами молний объектов трансформаторной подстанции.

Работа выполнена на 58 страницах, содержит 3 рисунка из 7 таблиц. Графическая часть состоит из 6 чертежей и плакатов, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта электроэнергетики.....	5
2 Определение полной мощности, передаваемой через подстанцию	7
3 Выбор мощности силовых трансформаторов для установки на подстанции	11
3.1 Определение приведённых затрат при установке на подстанции 2 силовых трансформаторов мощностью 63 МВА.....	12
3.2 Определение приведённых затрат при установке на подстанции 2 силовых трансформаторов мощностью 40 МВА.....	19
4 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 10 кВ подстанции.....	25
4.1 Расчёт токов короткого замыкания для первой расчётной точки.....	26
4.2 Расчёт токов короткого замыкания для второй расчётной точки	29
5 Выбор электрооборудования на стороне 10 кВ подстанции «Весна».....	31
5.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей	31
5.2 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока.....	33
5.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	37
5.4 Выбор и проверка кабельных линий	38
5.5 Расчёт параметров гибких шин.....	42
6 Выбор терминалов микропроцессорной релейной защиты для силового трансформатора подстанции	44
7 Определение параметров системы защитного заземления подстанции «Весна».....	49
Заключение	54
Список используемых источников.....	56

Введение

В настоящее время в отрасли электроэнергетики наблюдается свой особый путь развития, наряду с внедрением передовых технологий, средств цифровизации, современных устройств телемеханики и удалённого управления как как никогда раньше встаёт необходимость повышения надёжности всей системы электроснабжения и обеспечения бесперебойной передачи электроэнергии конечному потребителю. Для поддержания высокой отказоустойчивости основного электрооборудования подстанций необходима не только его замена на современные высоконадёжные аппараты, а также организация действенной системы мониторинга и прогнозирования будущего состояния электрооборудования, оценки остаточного ресурса для раннего детектирования неисправностей с целью их предотвращения [1, 2].

Подстанции «Весна» была построена в начале 1970 годов, в 2018 году были начаты работы по модернизации установленного на подстанции электрооборудования, так на стороне высокого напряжения была произведена замена устаревших отделителей и короткозамыкателей на современные элегазовые выключатели, также были обновлены все основные аппараты открытого распределительного устройства высокого напряжения. Но как показал опыт эксплуатации на надёжность электроснабжения потребителей значительное влияние оказывает также надёжность оборудования, установленного в закрытых распределительных устройствах напряжением 6 и 10 кВ, наиболее частые аварийные отказы оборудования, приводящие к перерывам в электроснабжении потребителей, наблюдаются ЗРУ 10 кВ. Именно поэтому реконструкции этого ЗРУ в работе уделено основное внимание.

Необходимость замены оборудования в связи с его физическим износом совпала с необходимостью его модернизации для перехода к цифровым системам передачи данных и обеспечения диспетчеризации объекта.

Цель ВКР - обеспечение надёжного и бесперебойного электроснабжения потребителей подстанции «Весна».

1 Краткая характеристика объекта электроэнергетики

ГПП «Весна» согласно своим компоновочным решениям имеет открытое распределительное устройство на напряжение 110 кВ и 2 закрытых распределительных устройства на 10 и на 6 кВ. Подстанция расположена в микрорайоне ЖБИ города Екатеринбурга. План расположения подстанции на карте приведен на рисунке 1.

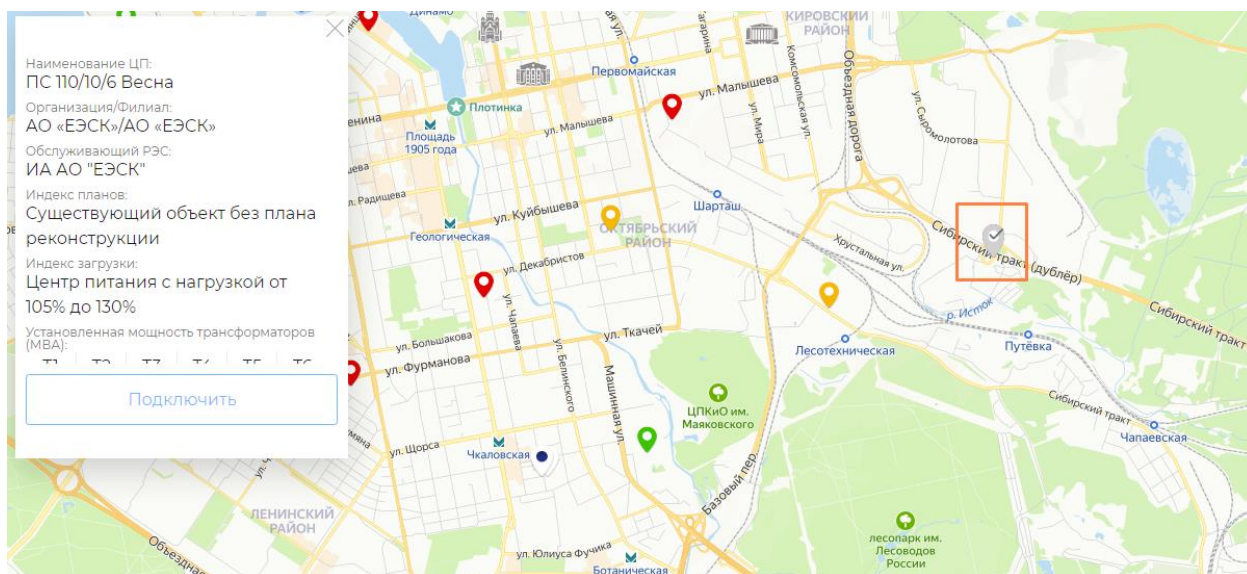


Рисунок 1 – План расположения подстанции «Весна» на карте

Строительство подстанции закончилось в 1971 г. По данным Энергосбыта от подстанции получает питание ряд промышленных предприятий, включая завод группы ЛСР, жилые дома, организации и учреждения микрорайона ЖБИ, часть потребителей составляет малоэтажная застройка, расположенная с противоположной стороны от Сибирского тракта. Основные группы электроприемников подключенные к подстанции «Весна» по надежности электроснабжения относятся ко второй категории надёжности, при этом среди них имеются рассредоточенные по территории микрорайона электроприёмники 1 категории надёжности.

Передача мощности на подстанцию осуществляется от Новосвердловской ТЭЦ по ВЛЭП напряжением 110 кВ «Новосвердловской ТЭЦ – Весна 1» и «Новосвердловской ТЭЦ – Весна 2». Открытое распределительное устройство ГПП «Весна» выполнено в соответствии со стандартной схемой два блока «линия-трансформатор» с установленной между ними автоматической перемычкой с высоковольтным выключателем. Для связи трех классов напряжения на подстанции используется два трансформатора типа ТДТН-110/10/6. Общая мощность трансформаторного оборудования составляет 80000 кВА. Для защиты от коротких замыканий и других видов вредителей на стороне высокого напряжения подстанции установлены выключатели с заполнением маслом МКП-110.

На сторонах низкого напряжения подстанции используются закрытые распределительные устройства, они расположены в капитальных строениях. Ячейки ЗРУ используются типа К-12. На напряжение 6 и 10 киловольт применяются по 2 секции сборных шин с установкой между ними секционного выключателя, которые в нормальном режиме находятся в разомкнутом состоянии. Для защиты отходящих линий в ячейках установлены вакуумные выключатели ВБЭС-10.

Выводы по разделу. Дана краткая характеристика рассматриваемой в работе подстанции, указано её местоположение на карте региона, приводятся сведения о годе постройки подстанции и запитанных от неё потребителях. Указаны категории надёжности электроприемников, получающих питание от подстанции, приводятся сведения об основных линиях, по которым осуществляется питание рассматриваемой подстанции от ТЭЦ. Даны сведения о компоновке подстанции, применяемых в настоящем времени схемных решениях и основном установленном на подстанции электрооборудовании.

2 Определение полной мощности, передаваемой через подстанцию

Используя суточные графики нагрузки, полученные в результате измерений в дни летнего и зимнего минимума и соответственно максимума нагрузки, с учётом справочного числа летних и зимних дней для региона размещения подстанции был построен упорядоченный по мощности годовой график нагрузки подстанции. Внешний вид итогового графика полной мощности приведён на рисунке 2

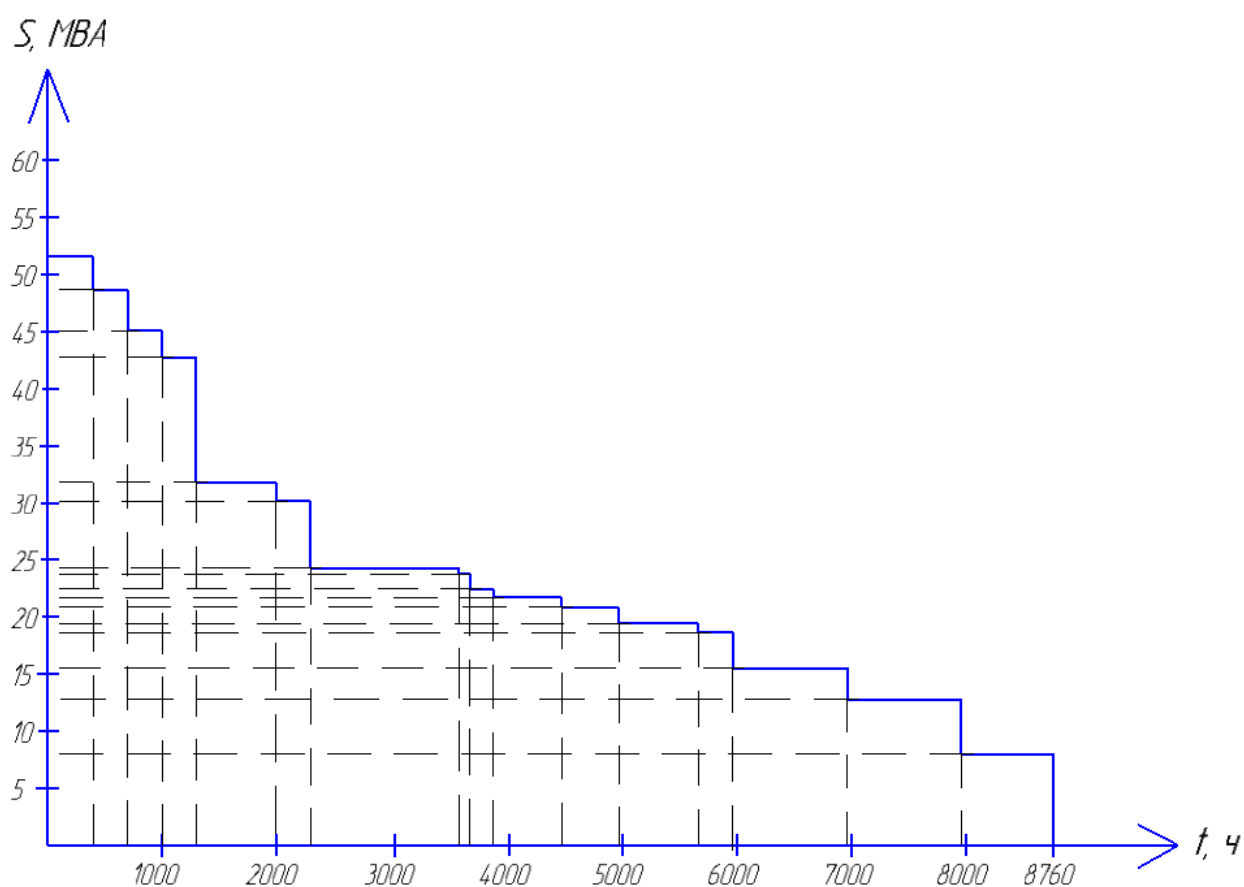


Рисунок 2 – Ранжированный по убыванию полной мощности график нагрузки подстанции «Весна» на годовом интервале времени

Полную мощность, протекающую по каждой из обмоток силовых трансформаторов, установленных на подстанции определяем путём деления

замеренного значения активной мощности на средневзвешенное значение коэффициента мощности [3, 4]:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos \phi_{in}}, \quad (1)$$

где « P_{in} - наибольшая активная мощность, которую может потребить приемник электроэнергии» [3].

$$S_{6кВ,Т-1} = \frac{9,72}{0,89} = 10,92 \text{ МВА},$$

$$S_{6кВ,Т-2} = \frac{11,52}{0,91} = 12,67 \text{ МВА},$$

$$S_{10кВ,Т-1} = \frac{5,4}{0,99} = 5,45 \text{ МВА},$$

$$S_{10кВ,Т-2} = \frac{6}{0,96} = 6,25 \text{ МВА},$$

В расчетах необходимо учесть ожидаемый рост нагрузки на десятилетнем интервале времени в соответствии с планом развития прилегающих к подстанции территорий:

$$S_{\text{don}} = \frac{20}{0,96} = 20,83 \text{ МВА}.$$

На основании годовых графиков нагрузки для каждой из обмоток силовых трансформаторов подстанции находим значение потреблённой за год электрической энергии потребителями, подключенными на напряжение 6 и 10 кВ к трансформаторам Т1 и Т2:

$$W = \sum_{i=1}^K P_{in} \cdot t_{in}, \quad (2)$$

где « P_{in} - активная мощность, которая потребляется на определенной ступени графика нагрузок;

t_{in} - продолжительность нагрузки данной ступени» [3].

$$W_{6кВ, Т-1} = 9,24 \cdot 565 + 8,37 \cdot 800 + 7,46 \cdot 1365 + 6,53 \cdot 2615 + 5,34 \cdot 1130 + 4,41 \cdot 730 + 3,6 \cdot 990 + 2,88 \cdot 365 + 1,08 \cdot 200 = 50690 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad (3)$$

$$W_{6кВ, Т-2} = 10,8 \cdot 400 + 9,54 \cdot 400 + 8,4 \cdot 565 + 7,27 \cdot 1000 + 6,56 \cdot 1165 + 5,4 \cdot 1685 + 4,53 \cdot 2190 + 3,63 \cdot 1025 + 2,7 \cdot 330 = 51425 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad (4)$$

$$W_{10кВ, Т-1} = 5,1 \cdot 400 + 3,6 \cdot 1660 + 3 \cdot 1460 + 2,4 \cdot 2285 + 1,8 \cdot 1990 + 1,2 \cdot 765 + 0,6 \cdot 200 = 22500 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad (5)$$

$$W_{10кВ, Т-2} = 5,72 \cdot 600 + 4,6 \cdot 565 + 3,6 \cdot 930 + 3 \cdot 2190 + 2,4 \cdot 1685 + 1,8 \cdot 2425 + 1,2 \cdot 365 = 24796 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad (6)$$

Рост потребления электрической энергии, связанный с подключением дополнительных нагрузок к подстанции в десятилетней перспективе:

$$W_{доп} = 23 \cdot 400 + 14 \cdot 500 + 8 \cdot 1000 + 5,25 \cdot 1600 + 4,1 \cdot 2000 + 2,5 \cdot 2000 + 1 \cdot 1260 = 47060 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad (7)$$

Суммарный годовой объём электрической энергии, передаваемой через подстанцию к потребителям на напряжении 6-10 кВ составит:

$$W_{ПС} = W_{6кВ, Т-1} + W_{6кВ, Т-2} + W_{10кВ, Т-1} + W_{10кВ, Т-2} + W_{доп}, \quad (8)$$
$$W_{ПС} = 50690 + 51425 + 22500 + 24796 + 47060 = 196471 \text{ МВТ} \cdot \text{ч}$$

Число часов максимума годового графика нагрузки потребителей ПС «Весна»:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}}, \quad (9)$$

$$T_M = \frac{196471}{53,88} = 3647 \text{ч}$$

где « P_{\max} - максимальная потребляемая мощность по подстанции;

$W_{\text{ПС}}$ - максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции»

[3].

«Найдем значение коэффициента заполнения графика нагрузки ПС» [3]:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760}; \quad (10)$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{3647}{8760} = 0,42.$$

Вывод по разделу.

Используя суточные графики нагрузки, полученные в результате измерений в дни летнего и зимнего минимума и соответственно максимума нагрузки, с учётом справочного числа летних и зимних дней для региона размещения подстанции построен упорядоченный по мощности годовой график нагрузки подстанции. Определены объёмы электроэнергии, передаваемые по каждой обмотке низкого напряжения силовых трансформаторов к потребителям, рассчитан годовой объём дополнительной электроэнергии, который будет передаваться при вводе дополнительных мощностей, связанных с введением в эксплуатацию новых потребителей электроэнергии и увеличением мощности существующих. Определены основные показатели годового графика нагрузки подстанции.

3 Выбор мощности силовых трансформаторов для установки на подстанции

Поскольку среди потребителей электрической энергии, получающих питание от подстанции, значительную долю нагрузки составляют потребители, относящиеся к 1 и 2 категории по надежности электроснабжения, то с целью выполнения нормативных требований предусматриваем размещение на подстанции 2 силовых трансформаторов.

Номинальная мощность каждого силового трансформатора должна быть выбрана таким образом, чтобы при аварийном отключении второго трансформатора, оставшийся в работе трансформатор мог взять на себя всю ответственную нагрузку потребителей 1 и 2 категории и обеспечить их электрической энергией на время, необходимое для проведения ремонта или замены вышедшего из строя трансформатора [5, 6]:

$$S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{max.ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)}, \quad (11)$$

$$S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{56,12 \cdot 0,65}{1,4 \cdot (2-1)} = 26058 \text{ кВА};$$

где « $K_{1-2} = 0,65$ - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории,

$K_{\text{пер}} = 1,4$ - коэффициент приближенно допустимой перегрузки трансформатора» [5];

$$S_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \phi}, \quad (12)$$

$$S_{\text{max}} = 56,12 \text{ МВА}.$$

Ближайшей стандартной мощностью является мощность трансформаторов 25 МВА, но поскольку при данной мощности

трансформаторов перегрузка трансформатора в аварийном режиме превысит нормативное значение, то выбираем для дальнейшего рассмотрения 2 следующие по шкале мощности 40 и 63 МВА. В таблицу 1 заносим основные технические характеристики принятых к рассмотрению силовых трансформаторов, взятые из каталогов производителей.

Таблица 1 – Основные технические характеристики принятых к рассмотрению силовых трансформаторов

Тип трансформатора	трехфазный трехобмоточный с охлаждением дутьем, с устройством РПН	трехфазный трехобмоточный с охлаждением дутьем, с устройством РПН
$S_{ном}, МВА$	40	60
$U_{ном}, кВ$	110/10/6	110/10/6
$\Delta P_{кз}, кВт$	220	270
$\Delta P_{хх}, кВт$	50	45
$u_{кз}, \%$	10,5/17/6	10,5/8/7
$i_{хх}, \%$	0,9	0,28
$K_{тр}, тыс.руб.$	9423	12877

3.1 Определение приведённых затрат при установке на подстанции 2 силовых трансформаторов мощностью 63 МВА

Определение значения приведённых потерь активной мощности в силовом трансформаторе производим путём сложения потерь на холостом ходу и потерь в каждой из обмоток трансформатора в режиме КЗ с учётом загрузки трансформатора [7, 8]:

$$P_M = P'_x + K_{3В}^2 \cdot P_{кв} + K_{3С}^2 \cdot P_{нс} + K_{3Н}^2 \cdot P_{нн}, \quad (13)$$

где « P'_x - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме ХХ, кВт.

$P_{нв}, P_{нс}, P_{нн}$ - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме КЗ на соответствующих обмотках.

$K_{3В}, K_{3С}, K_{3Н}$ - коэффициенты загрузки обмоток трансформатора» [7].

Опираясь на паспортные данные о таких холостого хода и номинальная мощность силового трансформатора найдём значение потери активной мощности при работе трансформатора без нагрузки:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (14)$$

$$Q_x = \frac{0,28}{100} \cdot 63000 = 176,4 \text{ квар},$$

где « I_x - ток ХХ трансформатора;

$S_{ном.Т}$ - номинальная мощность трансформатора» [7].

Суммарное значение приведённых потерь в режиме холостого хода в силовом трансформаторе определяем, как сумму паспортных потерь на холостом ходу и долю потерь реактивной мощности, которые переходят в потери активной мощности из-за вызванного ими снижения напряжения:

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_k, \quad (15)$$

$$P'_x = 45 + 0,05 \cdot 176,4 = 53,82 \text{ кВт},$$

где « $K_{un} = 0,05$ - коэффициент измерения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания;

P_x - потери активной мощности трансформатора в режиме ХХ» [7].

«Определим значение приведенных потерь активной мощности СТ в режиме короткого замыкания» [7]:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{un} \cdot Q_{кв}, \quad (16)$$

$$P'_{к.в.} = 135 + 0,05 \cdot 6772,5 = 473,6 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{un} \cdot Q_{кс}, \quad (17)$$

$$P'_{к.с.} = 135 + 0,05 \cdot 0 = 135 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{un} \cdot Q_{кн}, \quad (18)$$

$$P'_{к.н.} = 135 + 0,05 \cdot 4567,5 = 363,4 \text{ кВт},$$

где « $P_{н.в.}, P_{н.с.}, P_{н.н.}$ - потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора» [7];

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-НН}, \quad (19)$$

$$P_{к.в.} = 0,5 \cdot 270 = 135 \text{ кВт}.$$

Определяем значение потери реактивной мощности в силовых трансформаторах подстанции опираясь на исходные данные о напряжении короткого замыкания для каждой из обмоток и номинальной мощности СТ:

$$Q_{кв} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (20)$$

$$Q_{кв} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ квар},$$

$$Q_{кс} = \frac{U_{кс}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (21)$$

$$Q_{кс} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{KH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}, \quad (22)$$

$$Q_{KH} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567,5 \text{ квар},$$

где « U_{KV}, U_{KC}, U_{KH} - напряжения КЗ на каждой обмотке» [7];

«Определим напряжения КЗ на каждой обмотке» [7]:

$$U_{KV} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.ВН-НН}} - U_{\text{к.СН-НН}}), \quad (23)$$

$$U_{KV} = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 7) = 10,75,$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}}), \quad (24)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0,$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}}), \quad (25)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25.$$

На основании информации о максимальной мощности нагрузки, протекающей на каждом напряжении через трансформаторы подстанции, находим значение коэффициента загрузки каждой обмотки силового трансформатора:

$$K_{3.в.} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (26)$$

$$K_{3.в.} = \frac{56120}{2 \cdot 63000} = 0,45$$

$$K_{3.с.} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (27)$$

$$K_{3.с.} = \frac{19270}{2 \cdot 63000} = 0,15,$$

$$K_{3.н.} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (28)$$

$$K_{з.н.} = \frac{36850}{2 \cdot 63000} = 0,29.$$

где « S_B, S_C, S_H - максимальная потребляемая полная мощность потребителя на каждой стороне» [7].

Найдем значение потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki.vi} + \Sigma \Delta W_{ki.ci} + \Sigma \Delta W_{ki.ni} = \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{кв} \cdot K_{з,vi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{кс} \cdot K_{з,ci}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{кн} \cdot K_{з,ni}^2 \cdot T_i \right), \quad (29)$$

где « i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i - число трансформаторов на подстанции, которые находятся на i -й ступени годового графика нагрузки;

T_i - продолжительность нагрузки i -й ступени» [7].

Полученный в результате расчётов мощности, протекающие по каждой из обмоток силового трансформатора, количество трансформаторов, находящихся в работе, продолжительность ступеней годового графика нагрузки, коэффициенты загрузки обмоток трансформатора, а также значения потерь электрической энергии в режимах холостого хода и короткого замыкания для каждой из обмоток сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Промежуточные данные вычислений и итоговые значения потерь мощности в трансформаторах 63 МВА в режимах холостого хода и короткого замыкания

<i>i</i> ступ. граф.	<i>S_{vi}</i>	<i>S_{ci}</i>	<i>S_{ni}</i>	<i>N_i</i>	<i>T_i, ч</i>	ΔW_{xx} , <i>кВт</i>	<i>K_{эvi}</i>	<i>K_{эci}</i>	<i>K_{эni}</i>	$\Delta W_{кvi}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{кci}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{кni}$ <i>кВт</i>
1	56120	19270	36850	2	400	43056	0,445	0,153	0,292	18757	632	6197
2	48330	16130	32200	2	200	21528	0,384	0,13	0,256	6983	228	2382
3	45060	12680	32200	2	300	32292	0,358	0,128	0,256	9105	332	3572
4	42980	10780	32200	2	300	32292	0,341	0,086	0,256	8261	150	3572
5	31690	10780	20900	2	700	75348	0,252	0,086	0,166	10526	350	3505
6	30730	9820	20900	2	300	32292	0,244	0,078	0,166	4229	123	1502
7	24750	8070	16680	2	1300	139932	0,196	0,064	0,132	11826	359	4116
8	24350	7670	16680	2	100	10764	0,193	0,061	0,132	882	25	317
9	23700	7020	16680	2	200	21528	0,188	0,056	0,132	1674	42	633
10	22900	7020	15880	2	600	64584	0,182	0,056	0,126	4706	127	1731
11	22300	6420	15880	2	400	43056	0,177	0,051	0,126	2968	70	1154
12	19070	6420	12650	2	700	75348	0,151	0,051	0,1	3779	123	1272
13	18520	5870	12650	2	300	32292	0,147	0,047	0,1	1535	45	545
14	15860	4360	11500	2	1000	107640	0,126	0,035	0,091	3759	83	1504
15	12800	4360	8440	2	1000	107640	0,102	0,035	0,067	2464	83	816
16	7170	2540	4630	2	960	103334	0,06	0,02	0,037	818	26	239
					8760	942926		-		92273	2768	33057

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{\text{X}} + \Delta W_{\text{кВі}} + \Delta W_{\text{ксі}} + \Delta W_{\text{кні}}, \quad (30)$$

$$\Delta W_{\text{ПС}} = 942926 + 92273 + 2768 + 33057 = 1071024 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим стоимость потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{Э}} = 1071024 \cdot 2,49 = 2666850 \text{ руб},$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{M}}} + \beta, \quad (32)$$

$$C_{\text{Э}} = \frac{4715}{3647} + 1,2 = 2,49 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

где « α – плата за мощность;

β – плата за электроэнергию» [7].

Эксплуатационные издержки для трансформатора:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad (33)$$

$$I_0 = 12877000 \cdot 0,094 = 1210438 \text{ руб}.$$

где « $P_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на силовое оборудование;

K – капитальные затраты на оборудование подстанции» [7].

Значение приведённых затрат при установке на подстанции трансформаторов мощностью 63 МВА определяем, как сумму издержек на эксплуатацию СТ, стоимость потерь электрической энергии в

трансформаторах за год и долю капитальных затрат с учётом коэффициента дисконтирования:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I_{\text{Э}} + I_0, \quad (34)$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 12877000 + 2666850 + 1191638 = 5808838 \text{ руб.}$$

3.2 Определение приведённых затрат при установке на подстанции 2 силовых трансформаторов мощностью 40 МВА

Определение значения приведённых потерь активной мощности в силовом трансформаторе производим путём сложения потерь на холостом ходу и потерь в каждой из обмоток трансформатора в режиме КЗ с учётом загрузки трансформатора:

$$P_M = P_X + K_{\text{ЗВ}}^2 \cdot P_{\text{КВ}} + K_{\text{ЗС}}^2 \cdot P_{\text{КС}} + K_{\text{ЗН}}^2 \cdot P_{\text{КН}}. \quad (35)$$

Опираясь на паспортные данные о таких холостого хода и номинальная мощность силового трансформатора найдём значение потери активной мощности при работе трансформатора без нагрузки:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}, \quad (36)$$

$$Q_x = \frac{0,9}{100} \cdot 40000 = 360 \text{ квар.}$$

Суммарное значение приведённых потерь в режиме холостого хода в силовом трансформаторе определяем, как сумму паспортных потерь на холостом ходу и долю потерь реактивной мощности, которые переходят в потери активной мощности из-за вызванного ими снижения напряжения:

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_k, \quad (37)$$

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 360 = 68 \text{ кВт}.$$

«Определим значение приведенных потерь активной мощности СТ в режиме короткого замыкания» [7]:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{un} \cdot Q_{кв}, \quad (38)$$

$$P'_{к.в.} = 110 + 0,05 \cdot 4300 = 325 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{un} \cdot Q_{кс}, \quad (39)$$

$$P'_{к.с.} = 110 + 0,05 \cdot 0 = 110 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{un} \cdot Q_{кн}, \quad (40)$$

$$P'_{к.н.} = 110 + 0,05 \cdot 2500 = 235 \text{ кВт},$$

где

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-НН}, \quad (41)$$

$$P_{к.в.} = 0,5 \cdot 220 = 110 \text{ кВт}.$$

Определяем значение потери реактивной мощности в силовых трансформаторах подстанции опираясь на исходные данные о напряжении короткого замыкания для каждой из обмоток и номинальной мощности СТ:

$$Q_{кв} = \frac{U_{хв}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (42)$$

$$Q_{кв} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар},$$

$$Q_{кс} = \frac{U_{хс}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (43)$$

$$Q_{KC} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{KH} = \frac{U_{XH}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}, \quad (44)$$

$$Q_{KH} = \frac{6,25}{100} \cdot 40000 = 2500 \text{ квар}.$$

«Определим напряжения КЗ на каждой обмотке» [7]:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.ВН-НН}} - U_{\text{к.СН-НН}}), \quad (45)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75,$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}}), \quad (46)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0,$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}}), \quad (47)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25.$$

На основании информации о максимальной мощности нагрузки, протекающей на каждом напряжении через трансформаторы подстанции, находим значение коэффициента загрузки каждой обмотки силового трансформатора:

$$K_{3.в.} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (48)$$

$$K_{3.в.} = \frac{56120}{2 \cdot 40000} = 0,7$$

$$K_{3.с.} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (49)$$

$$K_{3.с.} = \frac{19270}{2 \cdot 40000} = 0,24$$

$$K_{3.н.} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (50)$$

$$K_{3,н.} = \frac{36850}{2 \cdot 40000} = 0,46.$$

Найдем значение потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki,вi} + \Sigma \Delta W_{ki,сi} + \Sigma \Delta W_{ki,нi} = \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{КВ} \cdot K_{3,вi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{КС} \cdot K_{3,сi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{КН} \cdot K_{3,нi}^2 \cdot T_i \right), \quad (51)$$

Полученный в результате расчётов мощности, протекающие по каждой из обмоток силового трансформатора 40 МВА, количество трансформаторов, находящихся в работе, продолжительность ступеней годового графика нагрузки, коэффициенты загрузки обмоток трансформатора, а также значения потерь электрической энергии в режимах холостого хода и короткого замыкания для каждой из обмоток сводим в таблицу 3.

Определим стоимость потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$И_{\mathcal{E}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\mathcal{E}}, \quad (52)$$

$$И_{\mathcal{E}} = 1406715 \cdot 2,49 = 3502720 \text{ руб},$$

где

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (53)$$

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{4715}{3647} + 1,2 = 2,49 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч},$$

Таблица 3 – Промежуточные данные вычислений и итоговые значения потерь мощности в трансформаторах 40 МВА в режимах холостого хода и короткого замыкания

<i>i</i> ступ. граф.	$S_{\text{в}i}$	$S_{\text{с}i}$	$S_{\text{н}i}$	N_i	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{\text{хх}},$ <i>кВт</i>	$K_{\text{зв}i}$	$K_{\text{зс}i}$	$K_{\text{зн}i}$	$\Delta W_{\text{кв}i}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{\text{кс}i}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{\text{кн}i}$ <i>кВт</i>
1	56120	19270	36850	2	400	54400	0,7	0,24	0,46	31986	1276	9972
2	48330	16130	32200	2	200	27200	0,6	0,2	0,4	11861	447	3807
3	45060	12680	32200	2	300	40800	0,56	0,16	0,4	15465	414	5710
4	42980	10780	32200	2	300	40800	0,54	0,13	0,4	14071	299	5710
5	31690	10780	20900	2	700	95200	0,4	0,13	0,2	17849	699	5613
6	30730	9820	20900	2	300	40800	0,38	0,12	0,2	7193	248	2405
7	24750	8070	16680	2	1300	176800	0,31	0,1	0,21	20219	727	6640
8	24350	7670	16680	2	100	13600	0,3	0,1	0,21	1505	50	510
9	23700	7020	16680	2	200	27200	0,3	0,09	0,21	2852	84	1021
10	22900	7020	15880	2	600	81600	0,29	0,09	0,2	7989	254	2777
11	22300	6420	15880	2	400	54400	0,28	0,08	0,2	5050	141	1851
12	19070	6420	12650	2	700	95200	0,24	0,08	0,16	6463	247	2056
13	18520	5870	12650	2	300	40800	0,23	0,07	0,16	2612	88	881
14	15860	4360	11500	2	1000	13600	0,2	0,05	0,14	6386	163	2428
15	12800	4360	8440	2	1000	13600	0,16	0,05	0,11	4160	163	1307
16	7170	2540	4630	2	960	130560	0,09	0,03	0,06	1253	53	377
					8760	1191360		-		156920	5360	53074

Величину годовых затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов находим как долю от их капитальной стоимости:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad (54)$$

$$I_0 = 9423000 \cdot 0,094 = 885762 \text{ руб.}$$

Значение приведённых затрат при установке на подстанции трансформаторов мощностью 40 МВА определяем, как сумму издержек на эксплуатацию СТ, стоимость потерь электрической энергии в трансформаторах за год и долю капитальных затрат с учётом коэффициента дисконтирования:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I_{\text{Э}} + I_0,$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 9423000 + 3502720 + 885762 = 5801932 \text{ руб.}$$

Выводы по разделу.

В результате сравнения величины приведённых затрат для двух вариантов установки силовых трансформаторов различной мощности на главной понизительной подстанции был сделан вывод о том, что приведённые затраты на вариант с установкой 2 трансформаторов мощностью 40 МВА существенно ниже чем приведённые затраты на вариант с установкой 2 трансформаторов мощностью 63 МВА, таким образом для установки на подстанции и дальнейших расчётов в данной работе принимаем трансформаторы ТДТН-40000/110/10/6.

4 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 10 кВ подстанции

Расчёт токов короткого замыкания выполняется для последующей проверки оборудования на устойчивость к термическому и динамическому воздействию максимально возможных значений тока в аварийном режиме, расчётные точки короткого замыкания выбираются таким образом, чтобы оценить значение максимально возможного тока КЗ в проверяемом элементе [9, 10].

На рисунке 3 представлена расчётная схема подстанции «Весна», на ней изображены основные элементы, необходимые для расчёта токов КЗ. Для выполнения самих расчётов каждый элемент замещается своим индуктивным сопротивлением.

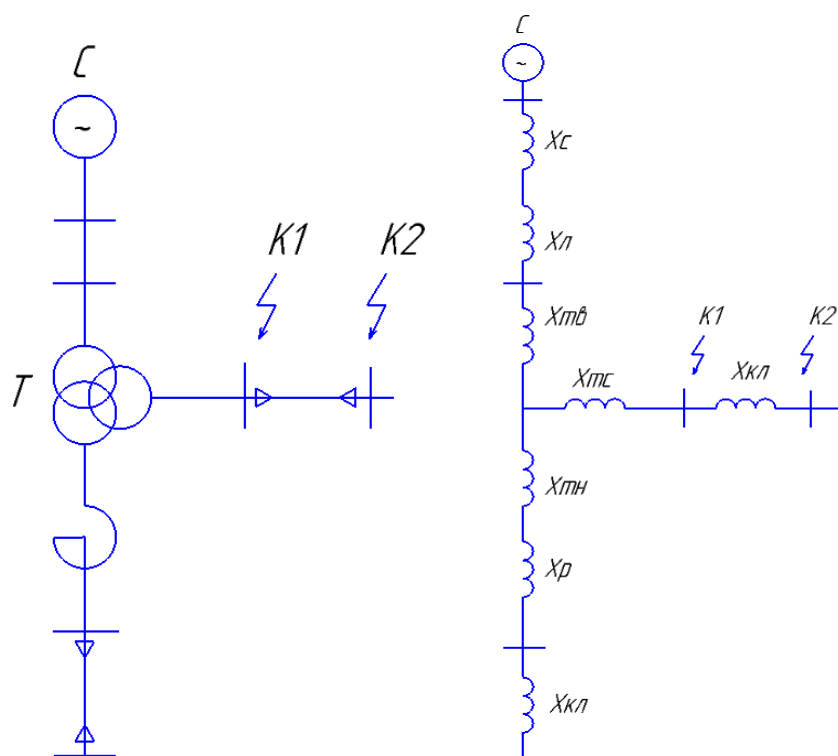


Рисунок 3 – Расчетная схема и схема замещения с указанием расчетных точек для определения токов короткого замыкания

Для нахождения суммарного значения сопротивления до точки короткого замыкания на первоначальном этапе необходимо определить сопротивление каждого из элементов схемы замещения, для этого используются следующие исходные данные:

- параметры внешней системы электроснабжения предприятия $U_H = 115 \text{ кВ}$,
 $x_C = 2,25 \text{ Ом}$,
- параметры питающей воздушной линии электропередачи включая её погонная индуктивное сопротивление и общую протяженность $x_0 = 0,4 \text{ Ом / км}$, $l = 4,5 \text{ км}$, $U_H = 115 \text{ кВ}$,
- отходящие к потребителям линии, выполненные сдвоенными кабелями с поперечным сечением 240 мм^2 $U_H = 1 \text{ кВ}$, $x_0 = 0,075 \text{ Ом / км}$,
 $r_0 = 0,13 \text{ Ом / км}$, $l = 4,5 \text{ км}$
- мощность выбранного в предыдущем разделе силового трансформатора $S_H = 40 \text{ МВА}$.

4.1 Расчёт токов короткого замыкания для первой расчётной точки

Определяем сопротивление внешней системы как отношение базисной мощности к мощности короткого замыкания [11, 12]:

$$X_{c,\delta}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}}, \quad (55)$$

$$X_{c,\delta}^* = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}$$

«Найдем сопротивление воздушной линии 110 кВ» [7]:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_H^2}, \quad (56)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

где X_0 - справочное значение погонного удельного сопротивления высоковольтной воздушной линии электропередачи [11].

Находим относительное значение сопротивления обмотки высокого напряжения силового трансформатора:

$$X_{BH} = 0,5 \frac{U_{\sigma-\sigma} + U_{B-\sigma} + U_{\sigma-H}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}, \quad (57)$$

$$X_{BH} = 0,5 \frac{(17 + 10,5 - 6) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,7 \text{ о.е.},$$

Находим относительное значение сопротивления обмотки среднего напряжения силового трансформатора:

$$X_{CH} = 0,5 \frac{U_{\sigma-c} + U_{c-H} + U_{\sigma-B}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}, \quad (58)$$

$$X_{CH} = 0,5 \frac{(10,5 + 6 - 17) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 0,06 \text{ о.е.},$$

Суммарное значение сопротивления до расчётной точки получаем путём суммирования всех найденных значений сопротивлений отдельных элементов:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_L + X_{BH} + X_{CH}, \quad (59)$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,25 + 0,13 + 2,7 + 0,06 = 3,14 \text{ о.е.}$$

Значение тока металлического трёхфазного КЗ находим как отношение базисной мощности к базисному значению напряжения и суммарному значению сопротивления до точки КЗ:

$$I_{K1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot X_{\Sigma K1}}, \quad (60)$$

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 3,14} = 16,71 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания в первой расчётной точки в начальный момент времени:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1} \cdot U_{H}, \quad (61)$$

$$S_{K1} = 1,73 \cdot 16,71 \cdot 11 = 318,4 \text{ МВА.}$$

Находим значение ударного тока короткого замыкания через ударный коэффициент:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1}, \quad (62)$$

$$i_{y\delta} = 1,41 \cdot 1,7 \cdot 16,71 = 40,2 \text{ кА.}$$

где « K_y - ударный коэффициент» [11].

Полный ток короткого замыкания с учётом апериодической составляющей:

$$I_{y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} \quad (63)$$

$$I_{y1} = 16,71 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 23,51 \text{ кА.}$$

4.2 Расчёт токов короткого замыкания для второй расчётной точки

Определяем сопротивление спаренной кабельной линии, отходящей к потребителю:

$$X_{кл} = X_0 \cdot l, \quad (64)$$
$$X_{кл} = \frac{0,42 \cdot 4,3}{2} = 0,9 \text{ Ом.}$$

Суммарное значение сопротивления до расчётной точки получаем путём суммирования сопротивления до предыдущей точки и найденного ранее сопротивления спаренной кабельной линии:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{кл}, \quad (65)$$
$$X_{\Sigma 2} = 3,14 + 0,9 = 4,04 \text{ о.е.,}$$

Значение тока металлического трёхфазного КЗ находим как отношение базисной мощности к базисному значению напряжения и суммарному значению сопротивления до точки КЗ:

$$I_{K2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot X_{\Sigma K2}}, \quad (66)$$
$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 4,04} = 13 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания в первой расчётной точки в начальный момент времени:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H, \quad (67)$$

$$S_{K2} = 1,73 \cdot 13 \cdot 11 = 247,4 \text{ МВА}.$$

Находим значение ударного тока короткого замыкания через ударный коэффициент:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (68)$$

$$i_{y\partial} = 1,41 \cdot 1,7 \cdot 13 = 22,1 \text{ кА}.$$

Полный ток короткого замыкания с учётом апериодической составляющей:

$$I_{y2} = I_{K2} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}, \quad (69)$$

$$I_{y2} = 13 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 18,3 \text{ кА}.$$

В таблицу 4 заносим полученные значения токов короткого замыкания.

Таблица 4 – Полученные значения токов короткого замыкания

ТКЗ	$I_K, \text{ кА}$	$i_{y\partial}, \text{ кА}$	$I_y, \text{ кА}$	$S_{K3}, \text{ МВА}$
1	16,71	40,2	23,51	318,4
2	13	22,1	18,3	247,4

Выводы по разделу. На стороне 10 кВ подстанции, рассматриваемой в работе, были определены значения металлического трехфазного тока короткого замыкания, ударный ток КЗ в начальный момент времени, полное значение тока короткого замыкания с учётом апериодической составляющей и мощность короткого замыкания, эти же параметры были определены для расчетной точки со стороны потребителей.

5 Выбор электрооборудования на стороне 10 кВ подстанции «Весна»

5.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

На стороне с номинальным напряжением 10 кВ подстанции установлено устаревшее с моральной и физической точки зрения комплектное распределительное устройство, при разработке мероприятий по реконструкции подстанции в данной работе планируется его заменить на новые современные и надёжные ячейки КРУ-СЭЩ-70.

В данный тип ячеек по рекомендации завода-изготовителя устанавливаются высоковольтные выключатели с вакуумной дугогасительной камерой ВБЭС-7-10.

Выбор электрического аппарата осуществляется по номинальным параметрам электрической сети где он будет устанавливаться, затем он проверяется на стойкость к термическому и электродинамическому воздействию токов короткого замыкания.

Найдем значение номинального тока на стороне среднего напряжения силовых трансформаторов, в расчётах предполагаем, что номинальная мощность трансформатора делится равномерно по двум обмотка низкого напряжения [13, 14]:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НОМ} \cdot 2}, \quad (70)$$

$$I_{НОМ} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2} = 1051 \text{ А.}$$

Максимальное значение тока определяется с учётом возможной перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot I_{НОМ}, \quad (71)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot 1051 = 1472 \text{ A} .$$

Для проверки выключателя на термическую стойкость находим значение теплового импульса, для этого в расчётах используем найденное раннее значение тока короткого замыкания, а также время протекания тока КЗ, зависящее от времени действия релейной защиты и собственного времени отключения высоковольтного выключателя:

$$B_K = (I_{n,o}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_d) . \quad (72)$$

На первом этапе выбираем высоковольтный выключатель по уровню напряжения. Так, номинальное напряжение выбранного выключателя должно соответствовать, либо быть больше напряжения электрической сети в месте его установки

$$\begin{aligned} U_{уст} &\leq U_{ном}, \\ 10 &\leq 10, \text{ кВ} \end{aligned} \quad (73)$$

Номинальное значение тока выбранного выключателя должно быть равным, либо больше максимального значения тока в месте его установки

$$\begin{aligned} I_{\max} &\leq I_{ном}, \\ 1472 &\leq 1600, \text{ А} \end{aligned} \quad (74)$$

Паспортные данные по отключающей способности должны превышать максимальное расчётное значение тока короткого замыкания

$$\begin{aligned} I_{n,o}^{(3)} &\leq I_{ном.откл}, \\ 16,7 &\leq 20, \text{ кА} \end{aligned} \quad (75)$$

Паспортное значение электродинамической стойкости выбранного выключателя должно превышать расчётное значение ударного тока короткого замыкания

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (76)$$
$$40,2 \leq 80, \text{ кА}$$

Для успешной проверки на термическую устойчивость произведение квадрата термического тока на ток термической стойкости, указанные в технических характеристиках выключателя должны быть больше найденного ранее значения теплового импульса

$$B_k \leq I_r^2 \cdot t_\Sigma, \quad (77)$$
$$20 \leq 1200, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таким образом был выбран тип высоковольтного выключателя, его номинальные параметры, а также произведена проверка на его коммутационную способность и устойчивость к термическому и динамическому воздействию токов короткого замыкания.

5.2 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

Для определения номинальных токов измерительных трансформаторов тока на начальном этапе находим расчётные значения токов для каждого фидера, результаты расчётов сводим в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчётные значения токов для каждого фидера

Номер ячейки КРУ	Расчётный ток, А
47	578

Продолжение таблицы 5

Номер ячейки КРУ	Расчётный ток, А
51 (Первая вводная ячейка)	2952
53	541
57	178
59	540
61 (Ячейка секционного выключателя)	1471
65	166
69	520
71	520
73 (Вторая вводная ячейка)	2909
77	520
66	240
64	252
62	212
60	250
58	250
56	250
54	250
52	340
50	63
48	91
46	336

Исходя из описания выбранного комплектного распределительного устройства выбираем подходящие для установки в нём измерительные трансформаторы тока, выпускаемые Самарским заводом Электроцит ТОЛ-СЭЩ-10 на номинальные токи 100 - 3000 А.

Выбранные трансформаторы тока должны быть проверены на устойчивость к токам короткого замыкания, а также на соответствие величины вторичной нагрузки паспортным значениям:

Паспортное значение электродинамической стойкости выбранного трансформатора тока должно превышать расчётное значение ударного тока короткого замыкания [14]:

$$i_{уд} \leq i_{нр,с}, \quad (78)$$

$$i_{уд} = 40,2 \text{ кА} \leq i_{нр,с} = 100 \text{ кА}.$$

Для успешной проверки на термическую устойчивость произведение квадрата термического тока на ток термической стойкости, указанные в технических характеристиках выключателя должны быть больше найденного ранее значения теплового импульса [14]:

$$B_k \leq K_T^2 I_{НОМ}^2 \cdot t_T, \quad (79)$$

$$B_k = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_k = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопротивление подключённых приборов и устройств во вторичной цепи выбранного трансформатора тока не должно превышать его паспортное значение для необходимого класса точности [14]:

$$Z_2 = Z_{НОМ}, \quad (80)$$

где « Z_2 - значения вторичной нагрузки на трансформатор тока;

$Z_{НОМ}$ - допустимая нагрузка на вторичные обмотки» [14].

На стороне 10 кВ подстанции в ячейках КРУ к трансформаторам тока подключаются амперметр и расчётные счётчики электрической энергии для

учёта ее активной и реактивной составляющей с суммарной мощностью 0,68 ВА.

Находим суммарное сопротивление подключённых приборов как отношение их общей мощности к квадрату номинального вторичного тока трансформатора тока [14]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{T}}^2}, \quad (81)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,68}{25} = 0,09 \text{ Ом.}$$

где « I_2 - вторичный ток, равный 5А» [14].

Исходя из максимально допустимого сопротивления вторичных цепей и зная сопротивление подключённых приборов и контактных соединений, определяем максимально возможное сопротивление соединительных проводов [14]:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (82)$$

$$R_{\text{пров}} = 1 - 0,09 - 0,1 = 0,81 \text{ Ом.}$$

где « $R_{\text{к}}$ – сопротивление контактов» [14].

По полученному значению активного сопротивления находим соответствующее ему сечение медного провода [14]:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (83)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,81} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

Принимая во внимание необходимость выполнения условия механической прочности выбираем минимально допустимое сечение $2,5 \text{ мм}^2$.

По приведённой выше методике производим выбор и проверку остальных трансформаторов тока для всех отходящих линий, а также установленных на вводах и в межсекционной ячейке, результаты расчетов сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты выбора и проверки трансформаторов тока для всех отходящих линий, а также установленных на вводах и в межсекционной ячейке на напряжении 10 кВ подстанции

Диапазон расчетного тока ТТ, А	63-91	166-178	212-252	336-340	520-578	1471	2909- 2952
$U_{\text{ср.ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$						
$I_{\text{ном}} = 91 \text{ А}$	100	200	300	400	600	1500	3000
$i_{\text{уд}} = 40,2 \text{ кА}$	50	79	79	100	100	100	100
$B_{\text{к}} = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	16	20	31,5	40	40	40	40
$Z_2 = 0,81 \text{ Ом}$	1	1	1	1	1	1	1

5.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению в месте установки и проверяются на соответствие мощности подключённой нагрузки паспортному значению:

Номинальное напряжение выбранного трансформатора напряжения должно соответствовать напряжению в месте его установки [14]:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.ТН}}$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

При выборе трансформатора напряжения учитывается необходимый класс точности для выполнения измерений, конструктивные особенности, а также схемы соединения его обмоток [14]:

Суммарная мощность подключенных во вторичные цепи приборов должна быть ниже паспортного установленного для трансформатора напряжения значения в выбранном классе точности [14]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном},$$
$$7.65 \text{ ВА} \leq 10 \text{ ВА}.$$

Как и всё остальное оборудование КРУ выбираем трансформаторы напряжения производства Самарский завод Электроцит НОЛ-СЭЦ-10. Во вторичные цепи измерительного трансформатора напряжения на стороне 10 кВ подключены вольтметр, ваттметр, варметр, а также счётчики электрической энергии, установленные на одной секции сборных шин. Суммарная нагрузка указанных выше приборов, приходящаяся на один трансформатор напряжения составляет 7,65 ВА.

5.4 Выбор и проверка кабельных линий

От закрытого распределительного устройства напряжением 10 кВ подстанции получают питание близлежащие потребители, передача электроэнергии к которым осуществляется по кабельным линиям, проложенным в земле и выполненным кабелями марок АВБШв, ААШВ, АСБ.

Основным критерием выбора сечения кабелей напряжением выше 1000 В является их выбор по экономической плотности тока, для определения экономического сечения номинальный ток линии делится на экономическую плотность тока:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{э}}}, \quad (84)$$

где « $I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток на отходящей линии,
 $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока» [14].

По полученному расчётному значению сечения выбирается ближайшее стандартное сечение промышленно выпускаемой кабельной линии и её значение длительно допустимого тока сравнивается с максимальным значением тока, протекающим в данной линии:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{дл.доп}}, \quad (85)$$

где « I_{max} - максимальный ток на отходящей линии» [14].

Справочное значение длительно допустимого тока действует ряд понижающих коэффициентов, которые зависят от числа проложенных вместе линий, температурных условий окружающей среды и способа прокладки кабеля:

$$I_{\text{дл.доп}} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot I_{\text{дл.доп.каб}} \cdot n, \quad (86)$$

где « κ_1 - поправочный коэффициент на количество кабелей, проложенных в траншее;

κ_2 - поправочный коэффициент на ток кабеля в зависимости от температуры окружающей среды;

$I_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля» [14].

Находим минимально возможное сечение фазы кабельной линии исходя из условий термической стойкости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_m}, \quad (87)$$

расчетное значение теплового импульса B_K определяется как произведение квадрата тока короткого замыкания умноженное на время его протекания:

$$B_K = I_{n,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (88)$$

где « T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [14];

Полное время отключения тока короткого замыкания складывается из времени действия релейной защиты и собственного времени отключения высоковольтного выключателя

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.} \quad (89)$$

В качестве примера произведён выбор и проверку кабеля для кабельной линии, отходящей от фидера номер 47 подстанции, номинальный ток линии составляет 578 А.

Находим сечение кабеля по экономической плотности тока, для определения экономического сечения номинальный ток линии делится на экономическую плотность тока:

$$S_{э} = \frac{I_{НОМ}}{j_{э}}, \quad (90)$$

$$S_{э} = \frac{578}{1,4} = 412,9 \text{ мм}^2.$$

Поскольку полученное сечение слишком велико для выбора одиночного кабеля то выбираем сдвоенную кабельную линию сечением по 240 квадратных

миллиметров и суммарным максимально допустимым значением тока 702 А, что превосходит максимальный ток, который может протекать по рассматриваемой линии в длительном режиме работы.

Находим минимально возможное сечение фазы кабельной линии исходя из условий термической стойкости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_m} \quad (91)$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{16,7^2 \cdot (0,01 + 0,04)}}{90} = 16 \text{ мм}^2.$$

Таким образом выбранное сечение кабеля во много раз превышает ограничение по термической стойкости.

В таблице 7 приведены результаты выбора кабельных линий, отходящих от закрытого распределительного устройства напряжением 10 кВ.

Таблица 7 – Результаты выбора кабельных линий, отходящих от закрытого распределительного устройства напряжением 10 кВ

$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	$K1$	$K2$	$n, \text{шт}$	$I_{\text{дл. доп. каб}}$	C_m	$B_{\text{к}}, \text{А}^2 \cdot \text{с}$ 10^6	S_{\min}	$S_{\text{э}}$	$S_{\text{каб}}$
541,540	1,4	1	1,05	2	314	90	13,9	16	386,4	240
178	1,4	1	1,05	1	192	90	13,9	16	127	95
252	1,4	1	1,05	1	275	90	13,9	16	180	185
166	1,4	1	1,05	1	192	90	13,9	16	119	95
520	1,4	1	1,05	2	314	90	13,9	16	372	240
240	1,4	1	1,05	1	275	90	13,9	16	172	185
212	1,4	1	1,05	1	248	90	13,9	16	152	120
250	1,4	1	1,05	1	275	90	13,9	16	179	185
340	1,4	1	1,05	2	134	90	13,9	16	243	95
63	1,4	1	1,05	1	134	90	13,9	16	45	50

Продолжение таблицы 7

$I_{ном}, A$	$j_{эк}, A/мм^2$	$K1$	$K2$	$n, шт$	$I_{дл.доп.каб}$	Cm	$B_k, A^2 \cdot c \cdot 10^6$	S_{min}	$S_{э}$	$S_{каб}$
91	1,4	1	1,05	1	134	90	13,9	16	65	50
336	1,4	1	1,05	2	162	90	13,9	16	240	95

5.5 Расчёт параметров гибких шин

Гибкая ошиновка на подстанции применяется для соединения обмоток низкого напряжения силового трансформатора и вводной ячейки закрытого распределительного устройства 10 кВ:

Находим сечение гибкой ошиновки по экономической плотности тока, для определения экономического сечения номинальный ток линии делится на экономическую плотность тока:

$$S_{э} = \frac{I_{НОМ}}{j_{э}}, \quad (92)$$

$$S_{э} = \frac{1051}{1,4} = 751 \text{ мм}^2.$$

Проверяем на не превышение максимального длительного тока в линии длительно допустимого тока для выбранного сечения:

$$I_{max} \leq I_{дл.доп}, \quad (93)$$

$$523A \leq 610A.$$

Находим минимально возможное сечение фазы проводника линии исходя из условий термической стойкости:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (94)$$

$$S_{min} = \frac{\sqrt{16,7^2 \cdot (0,01 + 0,04)}}{90} = 16 \text{ мм}^2.$$

Таким образом по результатам проведённой проверки выбираем сталеалюминиевые провода сечением 240 квадратных миллиметров 2хАС-240/39.

Выводы по разделу.

Выбрано основное электрооборудование для размещения в закрытом распределительном устройстве напряжением 10 кВ подстанции. Планируется установить новые современные и надёжные ячейки КРУ-СЭЩ-70. В данный тип ячеек по рекомендации завода-изготовителя устанавливаются высоковольтные выключатели с вакуумной дугогасительной камерой ВБЭС-7-10. Электрооборудование, размещаемое в ЗРУ было выбрано по номинальным напряжениям и номинальным токам, протекающим через него, а также проверено на электродинамическую и термическую устойчивость к воздействию токов короткого замыкания. Для установки в ЗРУ выбраны измерительные трансформаторы тока и напряжения, произведён расчёт отходящих к потребителям кабельных линий, а также гибкой ошиновки, соединяющей силовые трансформаторы и закрытое распределительное устройство.

6 Выбор терминалов микропроцессорной релейной защиты для силового трансформатора подстанции

Защиты силового трансформатора подстанции выбираем современное микропроцессорное устройство типа Сириус-Т.

Определяем первичные токи на сторонах высокого, среднего и низкого напряжения силовых трансформаторов подстанции [15, 16]:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}, \quad (95)$$

$$I_{\text{ном.перв_вн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 A$$

$$I_{\text{ном.перв_сн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2102 A$$

$$I_{\text{ном.перв_нн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3670 A$$

где « $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{ном.ср}}$ - номинальное напряжение соответствующей стороны» [15].

По найденным значениям токов выбираем первичное значение тока в трансформаторах тока равным 400, 3000 и 4000 ампер на сторонах высокого, среднего и низкого напряжения соответственно. Вторичные значение токов во всех выбранных ТТ принимаем равными 5 ампер.

Для компенсации сдвига фаз схемы соединения трансформаторов тока принимаем обратными схемам соединения обмоток силового трансформатора, так на стороне высокого напряжения обмотки трансформатора тока соединяем в треугольник, на сторонах среднего и низкого напряжения в звезду.

Находим номинальный вторичный ток на всех сторонах силового трансформатора с учетом принятых коэффициентов трансформации:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР}} = \frac{I_{\text{НОМ.ПЕРВ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_I}, \quad (96)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР_ВН}} = \frac{201 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,35$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР_СН}} = \frac{2102 \cdot \sqrt{3}}{3000/5} = 3,5$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР_НН}} = \frac{3670 \cdot \sqrt{3}}{4000/5} = 4,59$$

где « K_I - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{\text{СХ}}$ - коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения вторичных обмоток трансформатора тока» [15].

В расчётах диапазон действия устройства регулирования под нагрузкой принимаем 16%.

Находим уставки дифференциальной защиты ДЗТ-2.

«Найдем значение расчетного тока небаланса при протекании тока, равного базисному» [15]:

$$I_{\text{нб.расч}}^* = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (97)$$

$$I_{\text{нб.расч}}^* = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28.$$

где « $K_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{\text{ОДН}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [15];

Выбираем уставку на срабатывание с учетом выполнения условия:

$$I_{\text{д}} \cdot I_{\text{чувств}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*, \quad (98)$$

где « $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки» [15];

$1,2 \cdot 0,28 = 0,34$, округляем до целого десятичного значения 0,4.

«Определим коэффициент снижения тормозного тока» [15]:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}^*}, \quad (99)$$
$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - 0,28} = 0,85.$$

«Найдем значение расчетного коэффициента торможения» [15]:

$$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^*}{K_{сн.т}}, \quad (100)$$
$$K_{торм} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,28 / 0,85 = 39,5.$$

Округление до целого десятичного значения 40.

Положение второй точки излома тормозной характеристики $I_{т2.чувс} / I_{ном}$ определяем по рекомендациям завода-изготовителя терминала.

Блокировку защиты от броска тока намагничивания силового трансформатора принимаем равной заданному по умолчанию значению 0,15.

Находим уставки грубой тормозной характеристики дифзащиты:

«Найдем расчетный ток небаланса при величине тока, равной базисному току» [17, 18]:

$$I_{нб.расч}^* = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}, \quad (101)$$
$$I_{нб.расч}^* = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4.$$

где « $I_{нб.расч}^*$ - расчетный ток небаланса» [15].

«Выбор уставки срабатывания, выполняется из условия» [17]:

$$I_{д} \cdot I_{чувс} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^* , \quad (102)$$

$$1,2 \cdot 0,4 = 0,48.$$

Округляем до ближайшего десятичного значения 0,5.

«Найдем коэффициент снижения тормозного тока» [17]:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}^*} , \quad (103)$$

$$\sqrt{1 - 0,4} = 0,78.$$

Находим процентное значение коэффициента торможения:

$$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^*}{K_{сн.т}} , \quad (104)$$

$$K_{сн.т} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,4 / 0,78 = 62.$$

Найдём условия срабатывания дифференциальной отсечки на сторонах СН и НН силового трансформатора.

Расчётный ток внешнего короткого замыкания $I_{кз.внеш.мах} \cdot \frac{U_{сн}}{U_{вн}}$ составляет

1598 ампер на стороне среднего напряжения и 960 ампер на стороне низкого напряжения силового трансформатора. Данные расчётные значения приведены к стороне высокого напряжения.

«Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к Iном трансформатора ПС» [15]:

$$I_{кз.внеш.мах}^* = \frac{I_{кз.внеш.мах}}{I_{баз.вн}} , \quad (105)$$

$$I_{кз.внеш.мах_сн}^* = 1598 / 201 = 7,95 ,$$

$$I_{кз.внеш.мах_нн}^* = 960 / 201 = 4,78.$$

«Найдем значение расчетного тока небаланса при внешнем коротком замыкании» [15]:

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{кз.внеш.макс}}^* , \quad (106)$$

где « $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [15];

$$I_{\text{нб_сн}} = 1,5(3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 7,95 = 5,96,$$

$$I_{\text{нб_нн}} = 1,5(3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 4,78 = 3,59.$$

Принимаем уставку срабатывания равной 6.

Выводы по разделу. Выбрано основное микропроцессорное устройство, реализующее функции защиты для силового трансформатора подстанции Сириус-Т. Определены уставки срабатывания дифференциальной отсечки и дифференциальной токовой защиты. Определены характерные точки защитной характеристики для выбранного блока. Найдены параметры коэффициентов, задаваемых в настройках блока.

7 Определение параметров системы защитного заземления подстанции «Весна»

В электроустановках напряжением выше 110 кВ суммарное сопротивление сложного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом. Система заземления строится из вертикальных одиночных заземлителей, расположенных по узлам сетки, а также системы соединительных проводников.

Для расчётов по определению параметров системы заземления используются исходные данные о геометрических размерах подстанции, времени действия коммутационной аппаратуры, а также свойствах грунта на котором расположена подстанция:

- суммарная площадь территории занимаемой подстанцией составляет 7752 м²;
- подстанция расположена на глинистой почве с удельным сопротивлением 20 Ом·м;
- расстояние от поверхности земли до верхней точки вертикального заземлителя составляет 0,7 м;
- время срабатывания релейной защиты принимается равным 0,1 с;
- время действия выключателя 0,05 с;
- расчётное значение тока трёхфазного КЗ составляет 16,71 кА.

«Найдем коэффициент напряжения прикосновения для сложного заземлителя» [21]:

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{1}{a} \cdot \frac{L_{\Gamma}}{\sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (107)$$

$$K_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 1042}{5 \cdot \sqrt{76 \cdot 102}} \right)^{0,45}} = 0,16.$$

где « l_B - длина вертикальных заземлителей;

L_T - длина горизонтальных заземлителей;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S – площадь заземляющего устройства;

M – параметр, зависящий от однородности сопротивления верхних и нижних слоев грунта;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека» [15].

«Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней» [22]:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (108)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 30} = 0,97,$$

где

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot r_{\text{в.с}},$$

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ Ом}.$$

Находим значение напряжения на вертикальном заземлителе [22]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\text{п}}}, \quad (109)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,16} = 2500 \text{ В}.$$

Полученное значение не превышает максимально допустимого 10 кВ.

«Расчетная модель заземлителя имеет квадратную форму с длинами сторон» [22]:

$$\sqrt{S} = \sqrt{102 \cdot 76} = 88 \text{ м.}$$

С учетом выбранного количества ячеек, протяжённость соединительной полосы будет равна:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (110)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 88 \cdot (5+1) = 1056 \text{ м.}$$

Определим число ячеек в одной стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (111)$$

$$m = \frac{1056}{2 \cdot 88} - 1 = 5.$$

Найдём длину одной ячейки [22]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (112)$$

$$b = \frac{88}{5} = 17,6 \text{ м.}$$

Общее количество вертикальных заземлителей необходимое для обеспечения требуемого суммарного сопротивления системы заземления подстанции составит [22]:

$$n_{\text{В}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{В}}}, \quad (113)$$

$$n_B = \frac{88 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 71 \text{ шт.}$$

Суммарная протяжённость вертикальных заземлителей будет равна [22]:

$$L_B = l_B \cdot h_B, \quad (114)$$

$$L_B = 5 \cdot 71 = 355 \text{ м.}$$

«Относительная величина заглубления вертикальных заземлителей» [22]:

$$h_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (115)$$

$$h_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,8}{88} = 0,07 \text{ м.}$$

Определение параметр А:

$$A = (0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (116)$$

$$A = (0,444 - 0,84 \frac{l_B + 0,8}{88}) = 0,384.$$

«Определяем общее сопротивление сложного заземлителя» [22]:

$$R_3 = A \frac{r_3}{\sqrt{S}} + \frac{r_3}{L_T + L_B}, \quad (117)$$

$$R_3 = 0,384 \frac{20}{88} + \frac{20}{1056 + 355} = 0,1 \text{ Ом.}$$

По результатам расчётов напряжение прикосновения при установке выбранного числа заземлителей не будет превышать [22]:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (118)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,16 \cdot 16710 \cdot 0,1 = 267,4 \text{ В.}$$

Выводы по разделу.

Для расчётов по определению параметров системы заземления были использованы исходные данные о геометрических размерах подстанции, времени действия коммутационной аппаратуры, а также свойствах грунта на котором расположена подстанция.

В ходе выполнения расчётов было определено требуемое количество вертикальных заземлителей, а также протяжённость горизонтального заземлителя для соединения их в единый защитный контур.

Найденное в результате расчётов напряжение прикосновения не превышает допустимого значения 400 В.

Заключение

Цель бакалаврской работы заключалась в обеспечении надёжного и бесперебойного электроснабжения потребителей подстанции «Весна».

Дана краткая характеристика рассматриваемой в работе подстанции, указано её местоположение на карте региона, приводятся сведения о годе постройки подстанции и запитанных от неё потребителях. Указаны категории надёжности электроприемников, получающих питание от подстанции, приводятся сведения об основных линиях, по которым осуществляется питание рассматриваемой подстанции от ТЭЦ. Даны сведения о компоновке подстанции, применяемых в настоящем времени схемных решениях и основном установленном на подстанции электрооборудовании.

Используя суточные графики нагрузки, полученные в результате измерений в дни летнего и зимнего минимума и соответственно максимума нагрузки, с учётом справочного числа летних и зимних дней для региона размещения подстанции построен упорядоченный по мощности годовой график нагрузки подстанции. Определены объёмы электроэнергии, передаваемые по каждой обмотке низкого напряжения силовых трансформаторов к потребителям, рассчитан годовой объём дополнительной электроэнергии, который будет передаваться при вводе дополнительных мощностей, связанных с введением в эксплуатацию новых потребителей электроэнергии и увеличением мощности существующих. Определены основные показатели годового графика нагрузки подстанции.

В результате сравнения величины приведённых затрат для двух вариантов установки силовых трансформаторов различной мощности на главной понизительной подстанции был сделан вывод о том, что приведённые затраты на вариант с установкой 2 трансформаторов мощностью 40 МВА существенно ниже чем приведённые затраты на вариант с установкой 2 трансформаторов мощностью 63 МВА, таким образом для установки на

подстанции и дальнейших расчётов в данной работе принимаем трансформаторы ТДТН-40000/110/10/6.

На стороне 10 кВ подстанции, рассматриваемой в работе, были определены значения металлического трехфазного тока короткого замыкания, ударный ток КЗ в начальный момент времени, полное значение тока короткого замыкания с учётом апериодической составляющей и мощность короткого замыкания, эти же параметры были определены для расчетной точки со стороны потребителей.

Выбрано основное электрооборудование для размещения в закрытом распределительном устройстве напряжением 10 кВ подстанции. Планируется установить новые современные и надёжные ячейки КРУ-СЭЩ-70. В данный тип ячеек по рекомендации завода-изготовителя устанавливаются высоковольтные выключатели с вакуумной дугогасительной камерой ВБЭС-7-10. Электрооборудование, размещаемое в ЗРУ было выбрано по номинальным напряжениям и номинальным токам, протекающим через него, а также проверено на электродинамическую и термическую устойчивость к воздействию токов короткого замыкания. Для установки в ЗРУ выбраны измерительные трансформаторы тока и напряжения, произведён расчёт отходящих к потребителям кабельных линий, а также гибкой ошиновки, соединяющей силовые трансформаторы и закрытое распределительное устройство.

Выводы по разделу. Выбрано основное микропроцессорное устройство, реализующее функции защиты для силового трансформатора подстанции Сириус-Т. Определены уставки срабатывания дифференциальной отсечки и дифференциальной токовой защиты. Определены характерные точки защитной характеристики для выбранного блока.

Определено требуемое количество вертикальных заземлителей, а также протяжённость горизонтального заземлителя для соединения их в единый защитный контур.

Список используемых источников

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. Бартоломей П.А. Информационное обеспечение задач электроэнергетики: учебное пособие, 2-е изд., стер. М.: Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 108 с.
4. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие. Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2017. 271 с.
5. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
6. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
7. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
8. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
9. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.

10. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2018. 104 с.
11. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей [Электронный ресурс]. Электрон. дан. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 188 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/72323> (дата обращения: 12.12.2021).
12. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
13. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.
14. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. Дата введения: 03.02.2012. ОАО «ФСК ЕЭС». 2012.
16. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
17. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
18. Danilova O.V., Belayeva I.Y. The power grid complex of Russia: From informatization to the strategy of digital network development // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. pp. 42-53.

19. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2015. 401 p.
20. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
21. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
22. Seok H., Chen C. An intelligent wind power plant coalition formation model achieving balanced market penetration growth and profit increase // Renewable Energy. 2019. № 138, pp. 1134-1142.