

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 электрической части ПС 110/10 кВ «Федяково»

Обучающийся

С.В. Гусаров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2022

Аннотация

ВКР бакалавра выполнена по теме «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Федяково».

При выполнении работы был построен годовой график нагрузки подстанции и определены его показатели.

Произведено сравнение двух вариантов установки на ГПП трансформаторов различной мощности и выбран оптимальный по приведенным затратам.

Произведено обоснование выбранной схемы подстанции. Рассчитаны значения токов короткого замыкания. Выбраны основные электрические аппараты на ГПП и проверены на электродинамическую и термическую стойкость к воздействию токов короткого замыкания.

Выбраны типы релейной защиты, устанавливаемой на подстанции и рассчитаны ее уставки. Определены мощности системы собственных нужд подстанции. Рассчитаны параметры молниезащиты подстанции.

ВКР включает в себя пояснительную записку, состоящую из 62 страниц, включая 2 таблицы, 4 графических рисунка и шести чертежей стандартного формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика подстанции	6
2 Расчет перспективных нагрузок подстанции и построение годового графика нагрузки.....	7
3 Выбор оптимальной мощности трансформаторов ГПП по минимуму приведенных затрат.....	9
3.1 Определение приведенных затрат при установке на ГПП «Федяково» 2 трансформаторов типа ТРДН -40000/110/10/10.....	10
3.2 Определение приведенных затрат при установке на ГПП «Федяково» 2 трансформаторов типа ТРДН -63000/110/10/10.....	15
4 Обоснование схемы ГПП	19
5 Определение значений токов КЗ	20
5.1 Определение тока КЗ в точке К1	22
5.2 Определение тока КЗ в точке К2.....	24
6 Выбор и проверка на стойкость к токам КЗ основных электрических аппаратов на ГПП.....	25
6.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ	25
6.2 Выбор разъединителей 110 кВ.....	27
6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока 110 кВ.....	28
6.4 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ	31
6.5 Выбор ограничителя перенапряжения 110 кВ.....	32
6.6 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ	33
6.7 Выбор измерительных трансформаторов тока 10 кВ.....	35
6.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 10 кВ	37
6.9 Выбор жестких шин.....	38
6.10 Выбор опорных изоляторов	41
6.11 Выбор проходных изоляторов	42
7 Расчет уставок релейной защиты трансформаторов	44

7.1 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на стороне НН СТ для защиты от многофазных КЗ	51
7.2 МТЗ с пуском по напряжению на стороне ВН СТ для защиты от многофазных КЗ	53
7.3 МТЗ СТ для защиты от перегрузки	54
8 Определение нагрузок системы СН ГПП	55
9 Определение параметров молниезащиты ГПП	56
Заключение	58
Список используемых источников	59

Введение

«В настоящее время городские микрорайоны многоквартирных жилых домов являются крупными потребителями электрической энергии сравнимыми по наиболее важным энергетическим показателям с промышленными предприятиями. Это объясняется наличием в многоквартирных домах большого количества мощной бытовой техники, а также размещением в микрорайонах энергоёмких объектов инфраструктуры.

К таким объектам относятся:

- тяговые трансформаторные подстанции электротранспорта;
- насосные станции водопровода и канализации;
- крупные спортивные комплексы;
- больничные комплексы;
- современные гостиницы, оборудованные установками искусственного климата, централизованной системой пылеуборки, электропищевыми блоками;
- современные крупные магазины и т.п.

Основными задачами, решаемыми при проектировании энергоэффективных систем электроснабжения городских микрорайонов с многоквартирными жилыми домами, являются: оптимизация параметров схемы путем обоснованного выбора рациональных напряжений в системе внешнего и внутреннего электроснабжения; определение электрических нагрузок и выполнения требований по обеспечению бесперебойности электроснабжения; рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, конструкций электрических сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения» [1-3].

Цель ВКР заключается в обеспечении надежного электроснабжения потребителей города, получающих питание от подстанции, путем повышения ее пропускной способности и установки нового современного электроэнергетического оборудования.

1 Характеристика подстанции

Главная понизительная подстанция «Федяково» имеет классы напряжения 110 кВ на стороне высокого напряжения и 10 кВ на стороне низкого напряжения. Подстанция расположена в Кстовском районе, на развилке дорог «Саранск-Касимов», «Н.Новгород-Казань» в непосредственной близости населенного пункта с. Большая Ельня и обеспечивает питание сел Федяково, Ждановка, Большая Ельня, поселка Ждановский и ряда садоводческих товариществ: Белополье, Массив №5 ГТЗ им. Ленина, Массив №4 Ленинец, Восход-1, Восход-2, Яблоневоый и др. На рисунке 1 представлено расположение подстанции и план питаемой области застройки.

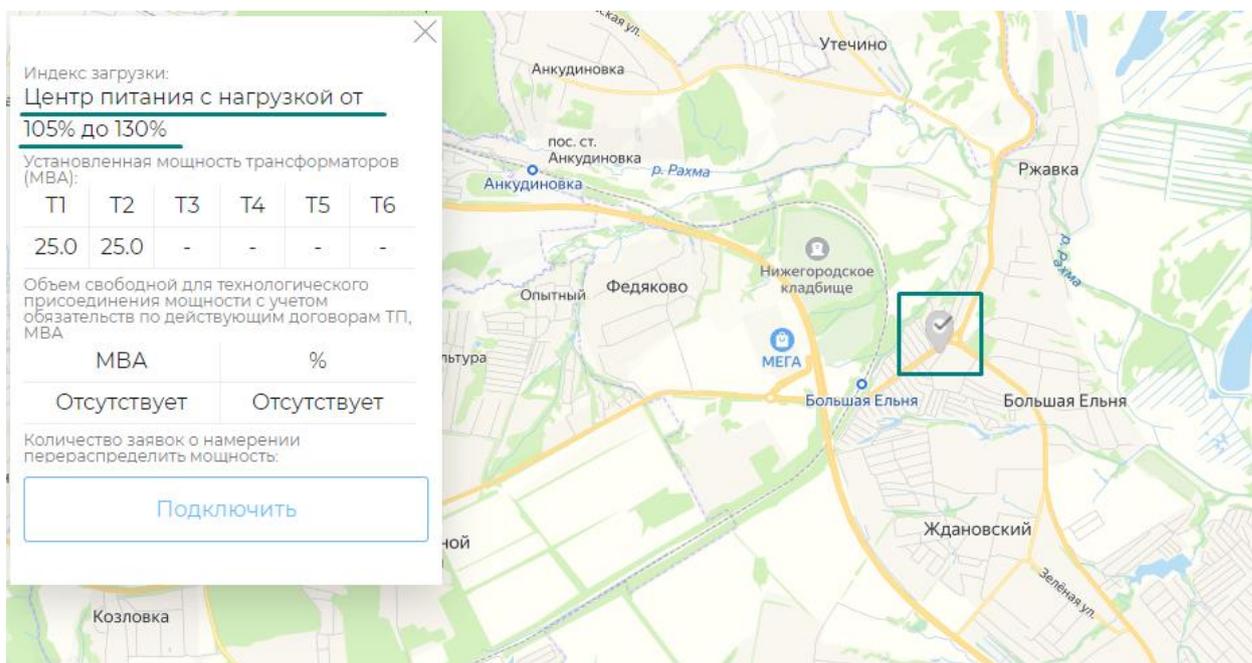


Рисунок 1 – План расположения подстанции «Федяково» на карте местности

Подстанция введена в эксплуатацию в 1965 году. В настоящее время на подстанции отсутствует резерв мощности для подключения новых потребителей. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-25000/110/10 загрузка которых по данным карты загрузки центров питания Нижновэнерго составляет порядка 100%.

Вывод: дана характеристика подстанции.

2 Расчет перспективных нагрузок подстанции и построение годового графика нагрузки

Используя годовой упорядоченный график нагрузки подстанции находим объем потребленной электроэнергии за год [4-6]:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}, \quad (1)$$

где $P_{in}(t)$ - мощность на i ступени графика нагрузки;

t_{in} - продолжительность i ступени графика нагрузки;

$$\begin{aligned} W_{nc} &= 48.549 \cdot 1000 + 40.919 \cdot 2000 + 35.024 \cdot 2000 + 29.823 \cdot 1760 + 24.968 \cdot 2000 = \\ &= 302859.4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Число часов использования максимума нагрузки определяем путем деления годового электропотребления W на значение максимума нагрузки за год $P_{\max.nc}$:

$$T_m = \frac{W}{P_{\max.nc}}; \quad (2)$$

$$T_m = \frac{302859.4}{48.549} = 6238.3 \text{ ч.}$$

Значение коэффициента заполнения графика нагрузки находится как отношение числа часов использования максимума нагрузки к годовому числу часов работы подстанции:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{8760}; \quad (3)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{6238.3}{8760} = 0.712.$$

На рисунке 2 приведен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции по полной мощности пересчитанный из графика активной мощности через среднее за год значение коэффициента мощности нагрузки подстанции.

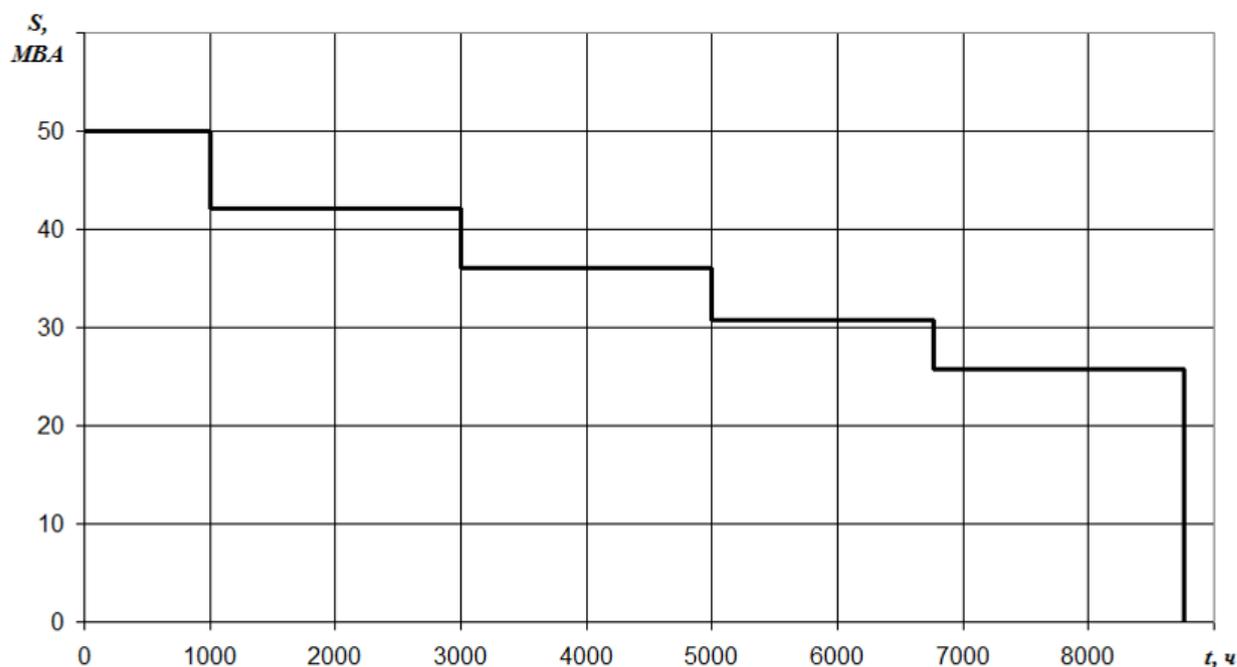


Рисунок 2 – Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции 110/10 кВ «Федяково» по полной мощности

Вывод: данные о максимальной нагрузке, а также величина нагрузки на каждой ступени годового графика и ее продолжительность используются при выборе номинальной мощности силовых трансформаторов подстанции.

3 Выбор оптимальной мощности трансформаторов ГПП по минимуму приведенных затрат

«В ПЭЭП для сухих и масляных трансформаторов приводятся значения допустимой аварийной перегрузки по току (мощности) и ее длительности, которые справедливы при всех системах охлаждения, любой предшествующей нагрузке и температуре охлаждающей среды» [6].

В пункте 2.1.22 ПЭЭП допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40 % общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформаторов, если подобная перегрузка не запрещена инструкциями заводов-изготовителей.

Поскольку от подстанции «Федяково» получают питание потребители, относящиеся в основном ко II категории по надежности электроснабжения, но имеются также и электроприемники I категории, то выбираем для установки на ГПП два силовых трансформатора с номинальной мощностью каждого больше [7, 8]:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{ПП} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4)$$

где « K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;

$K_{пер}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора» [7];

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 50050 \cdot \frac{1}{1,4} = 28600 \text{ кВА.}$$

Из диапазона номинальных мощностей силовых трансформаторов, стандартно выпускаемых заводами-изготовителями, принимаем для

дальнейшего рассмотрения вариант с установкой двух трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10/10 и двух трансформаторов типа ТРДН-63000/110/10/10.

3.1 Определение приведенных затрат при установке на ГПП «Федяково» 2 трансформаторов типа ТРДН -40000/110/10/10

Используя каталоги завода-изготовителя находим паспортные данные для выбранного трансформатора и его приблизительную стоимость:

$$\Delta P_{XX} = 35 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{K3} = 169 \text{ кВт}, \quad i_{XX} = 0.57 \%, \quad u_{K3} = 10.5 \%, \\ K_T = 40111 \text{ тыс. руб.}$$

«Определим величину приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [9, 10]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (5)$$

где « ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме XX;

K_{un} – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания и составляет» [9];

$$\Delta P_x' = 35 + 0.05 \cdot 228 = 46.4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (6)$$

где « ΔQ_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX;

$I_{xx\%}$ – ток холостого хода трансформатора» [9];

$$\Delta Q_x = 0.57 \cdot 40000 / 100 = 228 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ для каждой из обмоток» [9]:

- 110 кВ:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (7)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 40000 / 100 = 525 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (8)$$

где « $u_{к.ВН-НН}$ u_k (%) – напряжение КЗ трансформатора;

$S_{ном т}$ – номинальная мощность трансформатора» [9];

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (9)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0.05 \cdot 525 = 26.3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- 10 кВ:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (10)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 40000 / 100 = 7350 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (11)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (12)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 338 + 0.05 \cdot 7350 = 705.5 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (13)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 169 = 338 \text{ кВт}.$$

«Определим коэффициенты загрузки для обмоток СТ» [9]:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (14)$$

$$K_{3.6} = \frac{50050}{40000} = 1.25.$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,T}}, \quad (15)$$

где « $S_B, S_{H1,2}$ – расчетные нагрузки обмоток ВН и НН трансформатора» [9];

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{25025}{40000} = 0.63.$$

«Определим приведенные потери активной мощности в СТ из выражения» [9]:

$$P_m = \Delta P_x + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6} + K_{3.H1}^2 \cdot \Delta P_{к.H1} + K_{3.H2}^2 \cdot \Delta P_{к.H2}, \quad (16)$$

$$P_m = 46.4 + 1.25^2 \cdot 26.3 + 0.63^2 \cdot 705.5 + 0.63^2 \cdot 705.5 = 639.8 \text{ кВт}.$$

Используя значения ступеней годового графика нагрузки определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП за год:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P'_{к.6} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.H1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.H1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.H2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.H2} \cdot T_i \right) \quad (17)$$

где « i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки;

K_3 – коэффициенты загрузки обмоток соответствующего напряжения трансформатора на i -ой ступени;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на i -ой ступени» [9].

Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП заносим в таблицу 1.

Зная объем годовых потерь электрической энергии в трансформаторах находим стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (18)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (1381028 + 812928) \cdot 2.471 = 5421 \text{ тыс. руб.}$$

Найдем приведенные затраты на установку на ГПП трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10/10:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (19)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 80221.24 + 7541 + 5421 = 33017 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 40110.62 = 80221.24 \text{ тыс.руб.}$ – стоимость по данным завода-изготовителя 2х СТ типа ТРДН-40000/110/10/10;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 80221.24 = 7541 \text{ тыс.руб.}$ – суммарные годовые издержки.

Таблица 1 - Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП «Федяково» при установке на подстанции двух трансформаторов ТРДН -40000/110/10/10

i ступе нь графи ка	S_{Bi} , <i>MVA</i>	S_{H1i} , <i>MVA</i>	S_{H2i} , <i>MVA</i>	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{кH1i}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{кH2i}$, <i>кВт·ч</i>
1	50.050	25.025	25.025	2	1000	92800	1.251	0.626	0.626	20549	138069	138069
2	42.185	21.093	21.093	2	2000	185600	1.055	0.527	0.527	29196	196170	196170
3	36.108	18.054	18.054	2	2000	185600	0.903	0.451	0.451	21390	143718	143718
4	30.745	15.373	15.373	2	1760	163328	0.769	0.384	0.384	13647	91696	91696
5	25.740	12.870	12.870	2	2000	185600	0.644	0.322	0.322	10870	73036	73036
$\Sigma \Delta W_{xi} = 812928$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1381028$		

3.2 Определение приведенных затрат при установке на ГПП «Федяково» 2 трансформаторов типа ТРДН -63000/110/10/10

Используя каталоги завода-изготовителя находим паспортные данные для выбранного трансформатора и его приблизительную стоимость:
 $\Delta P_{XX} = 51 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 244 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.52 \%$, $u_{K3} = 10.5 \%$,
 $K_T = 50138 \text{ тыс. руб.}$

«Определим величину приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [9]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (20)$$

$$\Delta P_x' = 51 + 0.05 \cdot 327.6 = 67.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (21)$$

$$\Delta Q_x = 0.52 \cdot 63000 / 100 = 327.6 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ для каждой из обмоток» [9]:

- 110 кВ:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (22)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 63000 / 100 = 826.9 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (23)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (24)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0.05 \cdot 826.9 = 41.3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- 10 кВ:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (25)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 63000 / 100 = 11576.3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (26)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (27)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 488 + 0.05 \cdot 11576.3 = 1066.8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (28)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 244 = 488 \text{ кВт}.$$

«Определим коэффициенты загрузки для обмоток СТ» [9]:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Г}}, \quad (29)$$

$$K_{з.в} = \frac{50050}{63000} = 0.79.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Г}}, \quad (30)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{25025}{63000} = 0.40.$$

«Определим приведенные потери активной мощности в СТ из выражения» [9]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{з.в}^2 \cdot \Delta P_{к.в}^{\dot{}} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (31)$$

$$P_m^{\dot{}} = 67.4 + 0.79^2 \cdot 41.3 + 0.4^2 \cdot 1066.8 + 0.4^2 \cdot 1066.8 = 430.1 \text{ кВт}.$$

«Используя значения ступеней годового графика нагрузки определим

потери электрической энергии в трансформаторах ГПП за год» [9]:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.в}^2 \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (32)$$

Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП заносим в таблицу 2.

Зная объем годовых потерь электрической энергии в трансформаторах находим стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (33)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (844270 + 1180498) \cdot 2.471 = 5003 \text{ тыс. руб.}$$

«Найдем приведенные затраты на установку на ГПП трансформаторов типа ТРДН-63000/110/10/10» [9]:

$$З_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (34)$$

$$З_{прив} = 0.25 \cdot 100276.6 + 9426 + 5003 = 39498 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 50138.28 = 100276.6 \text{ тыс. руб.}$ – стоимость по данным завода-изготовителя 2х СТ типа ТРДН-63000/110/10/10;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 100276.6 = 9426 \text{ тыс. руб.}$ – суммарные годовые издержки.

Приведенные затраты на реализацию второго варианта составляют 39,5 млн. руб. против 33 млн. руб. в первом варианте.

Вывод: исходя из минимума приведенных затрат выбираем для установки на подстанции «Федяково» два СТ с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН- 40000/110/10/10.

Таблица 2 - Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП «Федяково» при установке на подстанции двух трансформаторов ТРДН -63000/110/10/10

i степень графика	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	50.050	25.025	25.025	2	1000	134760	0.794	0.397	0.397	13047	84164	84164
2	42.185	21.093	21.093	2	2000	269520	0.670	0.335	0.335	18537	119581	119581
3	36.108	18.054	18.054	2	2000	269520	0.573	0.287	0.287	13581	87608	87608
4	30.745	15.373	15.373	2	1760	237178	0.488	0.244	0.244	8665	55896	55896
5	25.740	12.870	12.870	2	2000	269520	0.409	0.204	0.204	6902	44521	44521
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1180498$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 844270$		

4 Обоснование схемы ГПП

«Факторы, влияющие на выбор главной схемы электрических соединений:

- значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы;
- положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей;
- категория потребителей по степени надежности электроснабжения.

Этапы проектирования главной схемы электрических соединений:

- составление структурной схемы и выбор основного электрооборудования;
- выбор схем распределительного устройства (РУ);
- выбор электрических аппаратов;
- выбор схем и оборудования собственных нужд (СН).

Распределительные устройства станций, подстанций характеризуются номинальным напряжением; числом и мощностью присоединенных генераторов, трансформаторов; мощностью, выдаваемой в сеть; числом линий; режимом работы и перспективой развития» [11, 12].

При проектировании новых подстанций электроэнергосистемы или при реконструкции существующих не применяются упрощенные схемы с установкой короткозамыкателей и отделителей, таким образом при реконструкции подстанции «Федяково» выбираем схему №110-4Н которая состоит из 2 блоков с высоковольтными выключателями и содержит неавтоматическую перемычку со стороны питающих линий.

Вывод: в РУ напряжением 10 кВ ГПП принимаем схему 10-2, которая состоит из двух секционированных выключателями систем сборных шин.

5 Определение значений токов КЗ

«Расчет тока короткого замыкания выше 1000 В с учетом всех влияющих на него факторов и особенностей различных элементов электроэнергетической системы весьма сложен. Поэтому для решения большинства задач, встречающихся на практике, принимают ряд допущений, упрощающих расчеты и не вносящих существенных погрешностей.

В частности, допускается:

- не учитывать сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин и асинхронных двигателей в течение всего процесса короткого замыкания;

- наиболее удаленную от точки короткого замыкания часть электроэнергетической системы представлять в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и сопротивления, равного эквивалентному сопротивлению заменяемой части системы;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- не учитывать ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

- не учитывать сопротивления шин распределительных устройств, электрических аппаратов (выключателей, трансформаторов тока и т.п.), кабельных и воздушных перемычек небольшой длины из-за их малого значения;

- считать трехфазные элементы системы, входящие в расчетную схему, симметричными;

- влияние обобщенной нагрузки учитывать приближенно;

- не учитывать активное сопротивление элементов расчетной схемы, если отношение X/R более трех, кроме случая определения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

Следствием указанных допущений является завышение значений токов короткого замыкания примерно на 10 %. Это приводит к некоторому запасу по параметрам выбираемого оборудования» [13-15].

Чтобы произвести вычисление токов КЗ в выбранных расчетных точках на первоначальном этапе, до выполнения расчетов, составляется расчетная схема (рисунок 3), затем составляется схема замещения (рисунок 4), где все элементы заменяются внутренними сопротивлениями, при этом во время расчетов в сетях ВН активными сопротивлениями допустимо пренебречь ввиду их незначительности.

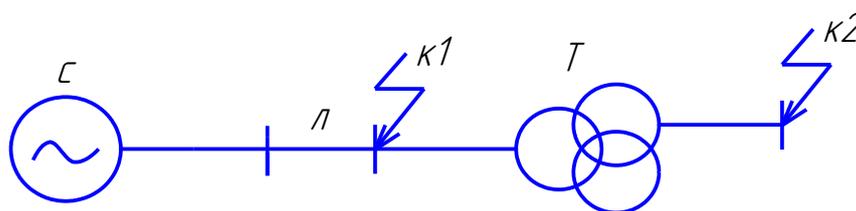


Рисунок 3 – Расчётная схема

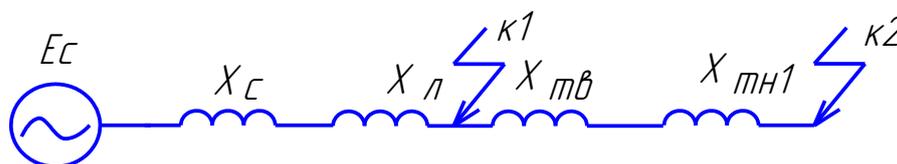


Рисунок 4 – Схема замещения

«Исходные данные, необходимые для расчета токов короткого замыкания» [7]:

Сведения об электроэнергосистеме: $U_{cp} = 115$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА;
 $S_k = 1370$ МВА.

Удельное сопротивление и длина высоковольтной ЛЭП:
 $x_{уд} = 0.4$ Ом/км; $L = 28$ км.

Принятый после реконструкции СТ: $S_n = 40$ МВА; $U_k = 10.5$ %.

«Найдем значение сопротивления системы:

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\kappa}}; \quad (35)$$

где $S_{\bar{b}}$ – базисная мощность;

S_{κ} - мощность КЗ» [13];

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{1370} = 0.73.$$

Найдем значение сопротивления воздушной ЛЭП:

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = \frac{x_{y\partial}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{сн}^2}; \quad (36)$$

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = \frac{0.4}{2} \cdot 28 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.423.$$

Найдем значение сопротивления, принятого после реконструкции СТ:

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{U_{\kappa.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н}}; \quad (37)$$

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0.328.$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{U_{\kappa.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н}}; \quad (38)$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4.594.$$

5.1 Определение тока КЗ в точке К1

«Результирующее значение сопротивления до точки К1» [13]:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{b}} + x_{ВЛ.\bar{b}}; \quad (39)$$

$$x_{рез1} = 0.73 + 0.423 = 1.153.$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma.k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cn}}; \quad (40)$$

где « U_{cn} – средне номинальное напряжение ступени где рассматривается КЗ» [13];

$$I_{\sigma.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [13]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}^{\prime}}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (41)$$

где « E_{σ}^{\prime} – сверхпереходная ЭДС;

$x_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ» [13];

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{1.153} \cdot 5.02 = 4.353 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot \kappa_{y\delta}; \quad (42)$$

где $\kappa_{y\delta}$ – ударный коэффициент» [13];

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot 4.353 \cdot 1.8 = 11.081 \text{ кА.}$$

5.2 Определение тока КЗ в точке К2

«Результирующее значение сопротивления до точки К2» [13]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б}; \quad (43)$$
$$x_{рез2} = 1.153 + 0.328 + 4.594 = 6.075.$$

«Базисный ток» [13]:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (44)$$
$$I_{б.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [13]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (45)$$
$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{6.075} \cdot 54.986 = 9.051 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания» [13]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (46)$$
$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 9.051 \cdot 1.9 = 24.32 \text{ кА.}$$

Выводы. Определены значения трёхфазного металлического тока короткого замыкания и ударного тока в начальный момент времени на сторонах ВН и НН подстанции «Федяково».

6 Выбор и проверка на стойкость к токам КЗ основных электрических аппаратов на ГПП

6.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ

Выбираем для установки на стороне ВН ГПП выключатели GL312 фирмы Alstom.

«Условия выбора и проверки высоковольтного выключателя:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16, 17]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (47)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{max} < I_n, \quad (48)$$

$$281 \text{ А} < 600 \text{ А},$$

«максимальный ток найдем по формуле» [16]:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (49)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А};$$

- «отключающей способности выключателя» [16]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (50)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА} ,$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (51)$$

$$2.5 \text{ кА} \leq 17.6 \text{ кА} ,$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (52)$$

где « τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при КЗ дугогасительными контактами выключателями;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ» [16];

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4.4 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.05}} = 2.5 \text{ кА} ,$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (53)$$

где « $\beta_{нор.}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе» [16];

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{39}{100} \right) \cdot 32 = 17.6 \text{ кА} ,$$

- «проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (54)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА} ;$$

$$i_{y\partial} \leq i_{нр.с}, \quad (55)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 110 \text{ кА} ;$$

- «проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (56)$$

где « $I_{терм}$ – предельный ток термической устойчивости;

$t_{откл}$ - длительность протекания тока термической устойчивости»

[16];

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный к установке на стороне ВН ГПП выключатель GL312 удовлетворяет указанным выше условиям.

6.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Выбираем для установки на стороне ВН ГПП разъединитель РНДЗ-110.

«Условия выбора и проверки разъединителя:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (57)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{max} < I_n, \quad (58)$$

$$281 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- «проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (59)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- «проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$B_{\kappa} \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (60)$$

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный по номинальному напряжению и номинальному току в месте установки разъединитель прошёл необходимые проверки по устойчивости к ударному току короткого замыкания и нагреву током короткого замыкания до момента отключения.

6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока 110 кВ

Выбираем для установки на стороне ВН ГПП трансформаторы тока ТОЛ 110/5.

«Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (61)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (62)$$

$$281 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (63)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

- «проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (64)$$

где K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока» [18];

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «находим величину вторичной нагрузки выбранного трансформатора тока:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (65)$$

где $Z_{2ном.}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;
 Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [18];

в расчетах допускается принимать $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (66)$$

где « R_k – переходное сопротивление контактов;

$R_{пр}$ – сопротивление проводов;

$R_{приб.}$ – сопротивление приборов» [7];

К трансформатору тока подключены амперметр, ваттметр и варметр с суммарной мощностью нагрузки 3 ВА. Найдем их суммарное активное сопротивление:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (67)$$

где « $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами;

I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока» [8];

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0.12 \text{ Ом}.$$

Определяем допустимое сопротивление проводника, при котором измерительный трансформатор находится в выбранном диапазоне погрешности:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.8 - 0.12 - 0.1 = 1.58 \text{ Ом}.$$

«Этому значению сопротивления соответствует сечение медного проводника» [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (68)$$

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина проводов» [5];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{1.58} = 0.498 \text{ мм}^2.$$

Учитывая требования к обеспечению механической прочности, принимаем сечение медной жилы равным 2.5 мм^2 .

Измерительный трансформатор выбран по длительному току нормального режима, по величине номинального напряжения в месте установки, проверен по величине вторичной подключаемой нагрузки с целью определения возможности работы измерительного трансформатора в выбранном классе точности.

6.4 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ

Для гибкой ошиновки выбираем сталеалюминевые провода марки АС.

Экономическое сечение проводника найдем по формуле:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (69)$$

где $j_{\text{эк}}$ - значение экономической плотности тока для принятого материала проводника, его конструктивного исполнения и годовой продолжительности максимума нагрузки;

$$s = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение провода АС-240/32 мм^2 с максимальной током продолжительного режима 605 А.

«Максимальная критическая напряженность электрического поля» [16]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (70)$$

где « r_0 – радиус провода;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [16];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 32 \text{ кВ/м.}$$

Находим значение напряжённости поля вдоль поверхности проводника:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (71)$$

где « U – линейное напряжение;

D – расстояние между соседними фазами» [16];

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{1.08 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{1.08}} = 14.8 \text{ кВ/м.}$$

Выполним проверку на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (72)$$

$$15.9 \text{ кВ/м} < 28.8 \text{ кВ/м.}$$

Выбранные к установке на стороне ВН ГПП провода марки АС-240/32 удовлетворяют указанным выше условиям.

6.5 Выбор ограничителя перенапряжения 110 кВ

Выбор ОПН производится по номинальному напряжению места будущей установки:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}, \quad (73)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Выбираем ограничитель перенапряжений типа ОПН-110.

6.6 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

Выбираем для установки на стороне НН ГПП выключатели LF-2.

«Условия выбора и проверки высоковольтного выключателя:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (74)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{н}}, \quad (75)$$

$$1540 \text{ А} < 1600 \text{ А},$$

«максимальный ток найдем по формуле» [16]:

$$I_{\text{max}} = 1.4 \cdot \frac{S_{\text{н.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}}, \quad (76)$$

$$I_{\text{max}} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 1540 \text{ А};$$

- способности отключения максимального тока короткого замыкания в месте его размещения:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (77)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (78)$$

$$10.3 \text{ кА} \leq 23.8 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (79)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9.1 \cdot e^{\frac{-0.04}{0.18}} = 10.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{\text{откл.н}}, \quad (80)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 40 = 23.8 \text{ кА},$$

- «проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (81)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (82)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- «проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (83)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель выбран по току максимального режима, напряжению в точке его размещения, проверен на способность к отключению максимального значения тока короткого замыкания и недопущению разрушения при воздействии амплитудного значения ударного тока КЗ и нагрева при протекании тока КЗ до момента его отключения.

6.7 Выбор измерительных трансформаторов тока 10 кВ

Выбираем для установки на стороне НН ГПП трансформаторы тока ТЛК-10.

«Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [18]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (84)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (85)$$

$$1540 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

- проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (86)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (87)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- находим величину вторичной нагрузки выбранного трансформатора тока:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (88)$$

в расчетах допускается принимать $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (89)$$

К трансформатору тока подключены амперметр, счетчик активной и реактивной энергии с суммарной мощностью нагрузки 14 ВА. Найдем их суммарное активное сопротивление:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (90)$$

$$R_{приб} = \frac{14}{5^2} = 0.56 \text{ Ом}.$$

Определяем допустимое сопротивление проводника, при котором измерительный трансформатор находится в выбранном диапазоне погрешности:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.56 - 0.1 = 0.54 \text{ Ом}.$$

«Этому значению сопротивления соответствует сечение медного проводника» [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (91)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.54} = 1.296 \text{ мм}^2.$$

Учитывая требования к обеспечению механической прочности, принимаем сечение медной жилы равным 2.5 мм^2 .

Измерительный трансформатор выбран по длительному току нормального режима, по величине номинального напряжения в месте установки, проверен по величине вторичной подключаемой нагрузки с целью определения возможности работы измерительного трансформатора в выбранном классе точности.

6.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 10 кВ

Выбираем для установки на стороне НН ГПП трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-10.

«Условия выбора и проверки трансформатора напряжения:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [11]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (92)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «необходимый класс точности;

- максимальной мощности подключенных приборов:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (93)$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения» [11];

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (94)$$

К трансформатору напряжения подключены счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с суммарной мощностью нагрузки 20 ВА.

$$20 \text{ ВА} \leq 130 \text{ ВА}.$$

Выбранный к установке на стороне НН ГПП трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10 удовлетворяет указанным выше условиям.

6.9 Выбор жестких шин

Экономическое сечение проводника найдем по формуле:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (95)$$

$$s = \frac{1100}{1} = 1100 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее большее стандартное сечение шины 120x10 мм, с $I_{\text{доп.мах}} = 2070 \text{ А}$.

«Находим минимально допустимое сечение шины по условию термической устойчивости» [18]:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (96)$$

$$S_{min} = \frac{\sqrt{22.4} \cdot 10^3}{66} = 71.7 \text{ мм}^2.$$

«Сила, действующая на шины во время трехфазного КЗ» [16]:

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\delta}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (97)$$

где « a – расстояние между фазами;

l – длина пролета;

K_{ϕ} – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [18];

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 24300^2 \cdot 1 \cdot 1 = 102.3 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [16]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (98)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.12^2}{6} = 2.4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника» [16]:

$$\sigma_{max} = \frac{F_{max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (99)$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины» [18];

$$\sigma_{\max} = \frac{102.3 \cdot 1}{8 \cdot 2.4 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.5 \text{ МПа} .$$

«Проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям» [16]:

$$\begin{aligned} \sigma_{\max} &\leq \sigma_{\text{доп}}, \\ 0.5 \text{ МПа} &\leq 247.1 \text{ МПа}, \end{aligned} \quad (100)$$

где

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{доп}} &= 0.7 \cdot \sigma_p, \\ \sigma_{\text{доп}} &= 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа} . \end{aligned} \quad (101)$$

«Момент инерции поперечного сечения проводника» [16]:

$$\begin{aligned} J &= \frac{b \cdot h^3}{12}, \\ J &= \frac{0.01 \cdot 0.12^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4 . \end{aligned} \quad (102)$$

«Частота собственных колебаний» [16]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (103)$$

где « l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины;

E – модуль упругости материала шины;

r_1 – параметр основной собственной частоты шины;

m – масса шины на единицу длины» [18];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-6}}{2.5}} = 315.3 \text{ Гц}.$$

При значении частоты внутренних колебаний, значительно превышающей пороговое значение 200 Гц не наблюдается условий возникновения и развития механического резонанса, который может привести к разрушению проводника и узлов его крепления.

6.10 Выбор опорных изоляторов

Предварительно выбираем для установки на подстанции опорные изоляторы типа ИОР-10-3.75 II УХЛ 2.

«Условия выбора и проверки опорных изоляторов:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (104)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «уровень максимальной нагрузки на головку изолятора» [16]:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{дон}, \quad (105)$$

$$102.3 \text{ Н} < 1421 \text{ Н},$$

где

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (106)$$

где « $F_{разр.}$ – разрушающая нагрузка на изгиб;

$H_{из}$ – высота изолятора» [14];

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.19} = 1421 \text{ Н.}$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (107)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.12}{2} = 0.19.$$

Выбранные опорные изоляторы соответствуют номинальному напряжению сети и способны продолжительное время выдерживать возникающие механические воздействия без ущерба для собственной целостности.

6.11 Выбор проходных изоляторов

Выбираем проходные изоляторы ИП-10/1600-7,5 УХЛ2.

«Условия выбора и проверки проходных изоляторов:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (108)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{max} < I_n, \quad (109)$$

$$1540 \text{ А} < 1600 \text{ А};$$

- «уровень максимальной нагрузки на головку изолятора» [16]:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (110)$$
$$29.5 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (111)$$

где « a – расстояние между фазами;

$l_{из}$ – длина пролета» [18];

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{24300^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 29.5.$$

Выбранные к установке на стороне НН ГПП проходные изоляторы ИП-10/1600-7,5 УХЛ2 удовлетворяют указанным выше условиям.

Вывод: выбраны и проверены на стойкость к токам КЗ основные электрические аппараты на ГПП.

Подтверждена их способность оставаться работоспособными не только в нормальных условиях эксплуатации, но и после динамического и термического воздействия тока короткого замыкания.

7 Расчет уставок релейной защиты трансформаторов

Выполним расчет уставок ДЗТ для силового трансформатора, планируемого к установке на ГПП в результате реконструкции - ТРДН 40000/110/10/10. Защиты выполним на реле ДЗТ-21

Номинальный ток СТ:

$$I_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (112)$$

где « $S_{НОМ}$ – номинальная мощность защищаемого СТ;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение ВН, СН или НН трансформатора»

[7].

- на стороне 110 кВ:

$$I_{ном\ вн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,2 \text{ А.}$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{ном\ нн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1618,5 \text{ А.}$$

Значения коэффициентов трансформации у измерительных ТТ:

- на стороне 110 кВ:

$$K_{та\ вн} = \frac{I_{НОМ\ ВН\ ТА}}{I_{НОМ\ НН\ ТА}} = 300 / 5.$$

- на стороне 10 кВ:

$$K_{та нн} = \frac{I_{НОМ ВН ТА}}{I_{НОМ НН ТА}} = 2000 / 5.$$

«Вторичные токи в плечах защиты» [7]:

$$I_{ном в} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТА}}, \quad (113)$$

где « $I_{ном}$ – номинальный расчётный первичный ток на сторонах защищаемого СТ;

$K_{сх}$ – коэффициент схемы соединения обмоток ТТ;

$K_{та}$ – коэффициент трансформации ТТ для данной стороны» [7].

- на стороне 110 кВ:

$$I_{ном в вн} = \frac{216 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 3,5 \text{ А.}$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{ном в нн} = \frac{1618,5 \cdot 1}{2000 / 5} = 4,1 \text{ А.}$$

«Значение номинального тока принятого ответвления трансреактора реле на основной стороне» [7]:

$$I_{отв ном осн} \leq I_{ном в осн} \quad (114)$$

где $I_{отв ном осн} = 3 \text{ А.}$

«Значение расчётного тока ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле» [7]:

$$I_{отв\ торм\ расч} = \frac{I_{НОМ.В}}{K_{АТ}}, \quad (115)$$

где « $K_{АТ}$ – коэффициент трансформации выравнивающего трансформатора на стороне, где осуществляется торможение» [7].

- на стороне 110 кВ:

$$I_{отв\ торм\ расч\ вн} = \frac{3,50}{1} = 3,5 \text{ А};$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{отв\ торм\ расч\ нн} = \frac{4,05}{1} = 4,05 \text{ А}.$$

Номинальный ток выбирается равным или ближайшим к расчётному значению тока:

- на стороне 110 кВ:

$$I_{отв\ торм\ ном\ вн} = 3,63 \text{ А}, N_{отв} = 4;$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{отв\ торм\ ном\ нн} = 4,25 \text{ А}, N_{отв} = 3.$$

«Значение номинального тока принятого ответвления трансреактора на основной стороне» [7]:

$$I_{отв\ ном\ осн} \leq I_{ном\ в\ осн},$$

Принимаем значение тока 3А.

«Значение расчётного тока ответвления трансреактора на неосновных сторонах» [7]:

$$I_{отв\ расч\ неосн} = I_{НОМ.В.НЕОСН} \cdot \frac{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}}{I_{НОМ.В.ОСН.}} = 3,61 \text{ А.}$$

«Значение номинального тока принятого ответвления трансреактора на неосновной стороне» [7] – 3,63 А.

«Номер принятого ответвления трансреактора» [19]:

- на стороне 110 кВ – 5;
- на стороне 10 кВ – 3.

«Значение расчётного ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле» [7]:

$$I_{отв\ торм\ расч} = \frac{I_{НОМ.В.}}{K_{АТ}}$$

- на стороне 110 кВ:

$$I_{отв\ торм\ расч} = 3,5 \text{ А.}$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{отв\ торм\ расч} = 4,05 \text{ А.}$$

«Значение номинального тока принятого ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения» [7]:

- на стороне 110 кВ – 3,63 А, $N_{отв} = 4$;
- на стороне 10 кВ – 4,25 А, $N_{отв} = 3$.

Определим первичный тормозной ток:

$$I_{\text{торм нач п}} = K \cdot I_{\text{НОМ}} = \left(K_{\text{ТОК1}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.НОМ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}}^{\text{ВН}}} + K_{\text{ТОК2}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.НОМ}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}}^{\text{НН}}} \right), \quad (116)$$

где « $K = 0,5$;

$K_{\text{ток1}}$, $K_{\text{ток2}}$ – коэффициенты токораспределения соответственно для сторон ВН, НН в расчётном нагрузочном режиме» [7];

$$I_{\text{торм нач п}} = 0,5 \cdot 210,19 \cdot \left(1 \cdot \frac{3}{3,5} + 1 \cdot \frac{3,63}{4,05} \right) = 184,3 \text{ А.}$$

«Значение тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения» [7]:

$$I_{\text{нб торм нач}} = I'_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I'''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}}, \quad (117)$$

где « $I'_{\text{нб торм нач}}$ – составляющая тока небаланса от погрешности трансформатора тока» [7];

«Значение составляющей тока небаланса, вызванного регулированием коэффициента трансформации, защищаемого СТ» [7]:

$$I''_{\text{нб торм нач}} = \Delta U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТОК.ВН}} \cdot I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П.}} \quad (118)$$

где « $\Delta U_{\text{вн}}$ – относительная погрешность от регулирования напряжения на стороне ВН;

$K_{\text{ток вн}}$ – коэффициент токораспределения» [7].

«Значение составляющей тока небаланса от несовпадений расчётных и номинальных токов используемых ответвлений автотрансформаторов тока» [19]:

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left| \frac{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}}^{\text{НН}} - I_{\text{ОТВ.НОМ.НЕОСН.}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}}^{\text{НН}}} \right| \cdot I_{\text{торм нач п}} \quad (119)$$

где « $I_{\text{отв расч неосн}}$ – расчётные значения токов на неосновных сторонах для выбора схемы включения автотрансформаторов тока или трансреактора реле ДЗТ;

$I_{\text{отв ном неосн}}$ – $I_{\text{ном}}$ принятых ответвлений» [7].

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left[1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 184,3 = 22,938 \text{ А.}$$

«Значение первичного минимального тока срабатывания защиты определяется из двух основных условий:

1) отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения» [19]:

$$I_{\text{с.з.мин}} = K_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} \quad (120)$$

где « $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки» [7];

$$I_{\text{с.з.мин}} = 1,5 \cdot 22,938 = 34,4 \text{ А.}$$

2) «отстройки от тока небаланса переходного режима при внешнем КЗ» [19]:

$$I_{\text{с.з.мин}} = 0,3 \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} \quad (121)$$

$$I_{\text{с.з.мин}} = 0,3 \cdot 210,19 = 63,1 \text{ А.}$$

Принимаем максимальное значение $I_{\text{с.з.мин}} = 63,1 \text{ А.}$

«Определяем относительный минимальный ток срабатывания реле» [19]:

$$I_{*cp \min} = \frac{I_{C.3.} \cdot K_{CX}}{K_{TA} \cdot I_{OTB.HOM.}}, \quad (122)$$

где « $K_{та}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока для расчётной стороны;

$K_{сх}$ – коэффициент схемы для расчётной стороны» [7].

$$I_{*c \ pmin} = \frac{63,057 \cdot \frac{110}{10} \cdot 1 \cdot 5}{2000 \cdot 3,63} = 0,478 \text{ А.}$$

«Определяем коэффициент торможения защиты» [19]:

$$K_{торм} = \frac{K_{отс} \cdot \frac{I_{НБ.РАСЧ.}}{I_{НМ}} \cdot \frac{I_{НОМ.ОСН.}}{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}} - I_{*C.3.min}}{0,5 \cdot \sum \frac{I_{ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ}} - \frac{I_{ТОРМ.НАЧ.П.}}{I_{НОМ}}}, \quad (123)$$

где « $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$I_{торм \text{ расч}}$ – максимальный ток внешнего 3х-фазного КЗ на шинах НН;

$I_{нб \text{ расч}}$ - расчётный ток небаланса для тока внешнего 3х-фазного КЗ в максимальном режиме» [7];

$$I_{НБ.РАСЧ.} = \left[1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \cdot 210 = 49,508 \text{ А;}$$

$$K_{торм} = \frac{1,5 \cdot \frac{49.508}{210} \cdot \frac{3,61}{3,63} - 0,478}{0,5 \cdot \frac{1666}{210} \cdot \left(\frac{3,61}{3,63} \right) - \frac{184,3}{210}} = 0,81$$

«Определение значения тока срабатывания дифотсечки» [19]:

- условие отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{с.з.} = 6 \cdot I_{отв.ном.осн.} \cdot \frac{K_{TA}}{K_{CX}}, \quad (124)$$

$$I_{с.з.} = 6 \cdot 3 \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 623,538 \text{ А.}$$

- «условие отстройки от тока небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании» [7]:

$$I_{нб \text{ расч}} = \left[3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 210 = 81,037 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 81,037 = 121,556 \text{ А.}$$

Принимаем максимальное значение $I_{с.з.} = 623,538 \text{ А.}$

7.1 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на стороне НН СТ для защиты от многофазных КЗ

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot I_{ном}^{НН}}{K_B}, \quad (125)$$

где « K_H – коэффициент надёжности;

K_B – коэффициент возврата;

$I_{ном}^{НН}$ – номинальный ток защищаемого СТ, приведённый к стороне НН» [7];

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1618}{0,9} = 2157 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{CX} \cdot I_{C.3.}}{K_{TA}} \quad (126)$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 2157 \cdot 5}{2000} = 5,393 \text{ А.}$$

«Первичное напряжение срабатывания фильтр-реле напряжения обратной последовательности по условию отстройки от напряжения небаланса в нагрузочном режиме» [19]:

$$U_{2C.P.} = \frac{0,06 \cdot U_{НОМ}}{K_{TV}}, \quad (127)$$

где « $U_{НОМ}$ – номинальное междуфазное напряжение;
 K_{TV} – коэффициент трансформации ТН» [7];

$$U_{2C.P.} = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ В.}$$

«Защита действует последовательно на отключение выключателя НН и затем на выходные реле защиты, отключающие трансформатор со всех сторон с двумя выдержками времени» [19]:

$$t_{1НН} = t_{ПР.маx} + \Delta t; \quad (128)$$

где « $t_{пр\ max}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений к шинам НН трансформатора;
 Δt – ступень выдержки времени» [7];

$$t_{1НН} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с;}$$

$$t_{2НН} = t_{1НН} + \Delta t,$$

$$t_{2НН} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

Определим значение коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min HH}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (129)$$

где « $I_{\text{КЗ min HH}}^{(2)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах НН» [7];

$$K_{\text{ч}} = \frac{1666 \cdot 110}{10 \cdot 2157} = 8,496 > 1,5.$$

7.2 МТЗ с пуском по напряжению на стороне ВН СТ для защиты от многофазных КЗ

«Ток срабатывания защиты» [7]:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 210}{0,9} = 280 \text{ А};$$

«Ток срабатывания реле» [7]:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{1 \cdot 280 \cdot 5}{300} = 4,667 \text{ А.}$$

«Выдержка времени принимается равной наибольшей из выдержек времени МТЗ, установленных на стороне НН» [19]:

$$t_{1\text{вн}} = t_{3\text{сн}} = 3,5 \text{ с.}$$

«Определим коэффициент чувствительности» [7]:

$$K_{\text{ч}} = 1666 / 280 = 5,95 > 1,5,$$

7.3 МТЗ СТ для защиты от перегрузки

«Ток срабатывания защиты» [7]:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном} \quad (130)$$

где « K_H – коэффициент надёжности;

K_B – коэффициент возврата» [7];

«Ток срабатывания реле» [7]:

- на стороне 10 кВ:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1618 = 1888 \text{ А};$$

$$I_{с.р.} = \frac{1888 \cdot 1 \cdot 5}{2000} = 4,72 \text{ А}.$$

- на стороне 110 кВ:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 210 = 245 \text{ А};$$

$$I_{с.р.} = \frac{245 \cdot 1 \cdot 5}{300} = 4,083 \text{ А}.$$

Вывод: рассчитаны уставки релейной защиты трансформаторов ГПП.

8 Определение нагрузок системы СН ГПП

К нагрузкам системы собственных нужд ГПП «Федяково» относятся:

- ЭД охлаждения СТ - 5 кВт;
- электрообогрев высоковольтных выключателей и приводов - 3 кВт;
- обогрев КРУН - 3 кВт;
- обогрев приводов разъединителей - 4,2 кВт;
- отопление шкафов РЗ - 1,1 кВт;
- обогрев, искусственное освещение и вентиляция ОПУ - 68,9 кВт;
- обогрева, искусственное освещение и вентиляция здания выездной бригады - 22,1 кВт;
- прожекторы наружного освещения ОРУ 110 кВ - 6 кВт;

Суммарное значение нагрузки СН ГПП составляет 115,3 кВт.

Номинальная мощность СТ системы собственных нужд ГПП с учетом коэффициента загрузки трансформаторов $k_3 = 0,7$

$$S_{Т.С.Н.} = k_3 \cdot \sum P_{i.С.Н.}, \quad (131)$$

где k_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

$\sum P_{i.С.Н.}$ - суммарная нагрузка потребителей собственных нужд ПС;

$$S_{Т.С.Н.} = 0,7 \cdot 115,3 = 80,7 \text{ кВА.}$$

Вывод: выбираем для установки в системе собственных нужд подстанции «Федяково» два трансформатора по 100 кВА.

9 Определение параметров молниезащиты ГПП

Для защиты электрооборудования подстанции от поражения разрядами молний устанавливаем на территории ГПП два одиночных стержневых молниеотвода.

Согласно нормативным документам надежность защиты от ударов молний должна быть не менее $P_3 = 0,999$ [20, 21].

«Параметрами молниезащиты являются:

h — полная высота стержневого молниеотвода;

h_0 - высота вершины конуса стержневого молниеотвода;

h_x — высота защищаемого сооружения;

r_0, r_x — радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения;

h_c — высота средней части двойного стержневого молниеотвода;

$2r_c, 2r_x$ — ширина средней части зоны двойного стержневого молниеотвода на уровне земли и на высоте защищаемого объекта» [20].

Первый молниеотвод принимаем высотой 25 м. При $h = 25$ м, $h_0 = 14$ м, $r_0 = 12$ м, $h_x = 3.5$ м получаем радиус зоны защиты:

$$r_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (132)$$

$$r_{x1} = \frac{12 \cdot (14 - 3.5)}{14} = 9 \text{ м.}$$

Второй молниеотвод принимаем высотой 30 м. При $h = 30$ м, $h_0 = 21$ м, $r_0 = 18$ м, $h_x = 4.5$ м получаем радиус зоны защиты:

$$r_{x2} = \frac{18 \cdot (21 - 4.5)}{21} = 16,71 \text{ м.}$$

Определим L_{max} и L_c для молниеотводов:

$$L_{max1} = 25 \cdot 4,25 = 106,25 \text{ м};$$

$$L_{c1} = 25 \cdot 2,25 = 56,25 \text{ м};$$

$$L_{max2} = 30 \cdot 4,25 = 127,5 \text{ м};$$

$$L_{c2} = 30 \cdot 2,25 = 67,5 \text{ м}.$$

Исходя из условия $L \leq L_c \Rightarrow h_c = h_0$

$$\left. \begin{array}{l} 22,5 \leq 45 \\ 22,5 \leq 67,5 \end{array} \right\} \Rightarrow h_c = h_0 = \begin{array}{l} h_{c1} = h_{01} = 14 \text{ м} \\ h_{c2} = h_{02} = 21 \text{ м} \end{array}$$

Вывод: в результате расчетов принимаем к установке на ГПП «Федяково» 2 одиночных стержневых молниеотвода высотой 25 и 30 м, которые позволят обеспечить надежную защиту электрооборудования подстанции и персонала от поражения молниевыми разрядами.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработаны мероприятия по реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Федяково». Цель ВКР заключалась в обеспечении надежного электроснабжения потребителей города, получающих питание от подстанции, путем повышения ее пропускной способности и установки нового современного оборудования. При выполнении работы был построен годовой график нагрузки подстанции и определены его показатели. Годовой объем передаваемой электроэнергии через подстанцию составляет 302859 МВт·ч. Произведено сравнение двух вариантов установки на ГПП трансформаторов различной мощности и выбран оптимальный по приведенным затратам. Приведенные затраты на реализацию второго варианта составляют 39,5 млн. руб. против 33 млн. руб. в первом варианте. Исходя из минимума приведенных затрат выбираем для установки на подстанции «Федяково» два СТ с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН- 40000/110/10/10. Произведено обоснование выбранной схемы подстанции. При проектировании новых подстанций электроэнергосистемы или при реконструкции существующих не применяются упрощенные схемы с установкой короткозамыкателей и отделителей, таким образом при реконструкции подстанции «Федяково» выбираем схему №110-4Н которая состоит из 2 блоков с высоковольтными выключателями и содержит неавтоматическую переемычку со стороны питающих линий. В РУ напряжением 10 кВ ГПП принимаем схему 10-2, которая состоит из двух секционированных выключателями систем сборных шин. Рассчитаны значения токов короткого замыкания. Выбраны основные электрические аппараты на ГПП и проверены на электродинамическую и термическую стойкость к воздействию токов КЗ. Рассчитаны уставки ДЗТ и МТЗ. Определены мощности системы собственных нужд подстанции. В результате расчетов молниезащиты приняты к установке на ГПП «Федяково» 2 одиночных стержневых молниеотвода высотой 25 и 30 м.

Список используемых источников

1. Богданов А. В., Бондарев А. В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Оренбург : ОГУ, 2016. 82 с. : ил. Электронно-библиотечная система "IPRbooks". - ISBN 8-987-903550-43-2 (дата обращения: 23.04.2022).

2. Булычев А. В., Наволочный А. А. Релейная защита в распределительных электрических сетях [Электронный ресурс] : пособие для практ. расчетов. Москва : ЭНАС, 2017. 206 с. : ил. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76939.html>. Электронно-библиотечная система "IPRbooks". ISBN 978-5-4248-0006-1 (дата обращения: 23.04.2022).

3. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". ТГУ. Тольятти : ТГУ, 2016. 78 с. : ил. - Библиогр.: с. 76-78. - Репозиторий ТГУ. ISBN 978-5-8259-0929-5 (дата обращения: 23.04.2022).

4. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". Тольятти : ТГУ, 2015. 46 с. : ил. Библиогр.: с. 35. Репозиторий ТГУ. ISBN 978-5-8259-0915-8 (дата обращения: 23.04.2022).

5. ГОСТ 7.0.5-2008. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления [Электронный ресурс] . Введ. 28.04.2008. Москва: Стандартинформ, 2008. 22 с. Режим доступа: URL: <http://www.library.fa.ru/files/gost-ssylka.pdf> (дата обращения: 23.04.2022).

6. ГОСТ 7.1-2003. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления

[Текст] : взамен ГОСТ 7.1-84. – Введ. 01.07.2004. Москва: Изд-во стандартов, 2004. 64 с.

7. ГОСТ 7.32-2017. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления [Электронный ресурс] : взамен ГОСТ 7.32-2001. Введ. 01.07.2018. Москва: Стандартинформ, 2017. 32 с. Режим доступа: URL: <http://files.stroyinf.ru/Data/655/65555.pdf> (дата обращения: 23.04.2022).

8. ГОСТ 7.82-2001. Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов. Общие требования и правила составления [Текст]. Введ. 01.07.2002. Москва: Изд-во стандартов, 2001. 23 с.

9. ГОСТ Р 7.0.12-2011. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на русском языке. Общие требования и правила. [Электронный ресурс]. Введ. 13.12.2011. Москва: Стандартинформ, 2012. 27 с. Режим доступа: URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4293793/4293793458.pdf> (дата обращения: 23.04.2022).

10. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса [Электронный ресурс] : учеб.-практ. пособие. Москва : Инфра-Инженерия, 2016. 128 с. Электронно-библиотечная система "IPRbooks". - ISBN 978-5-9729-0104-3 (дата обращения: 23.04.2022).

11. Дубинский Г. Н., Левин Л. Г. Наладка устройств электроснабжения выше 1000 В [Электронный ресурс] : [учеб. пособие] Изд. 2-е, перераб. и доп. - Москва : СОЛОН-ПРЕСС, 2015. 538 с. Электронно-библиотечная система "ZNANIUM.COM". ISBN 978-5-91359-140-1 (дата обращения: 23.04.2022).

12. Красник В. В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Электронный ресурс] : произв.-практ. пособие. Москва : ЭНАС, 2016. 319 с. : ил. Режим доступа:

<http://www.iprbookshop.ru/76954.html>. Электронно-библиотечная система "IPRbooks". - ISBN 978-5-4248-0005-4 (дата обращения: 23.04.2022).

13. Матаев У. М., Абдурахманов А. А., Алиев Б. А. Короткие замыкания и защита линий 0,4-35 кВУ [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Монтаж и наладка электрооборудования электрических станций, подстанций и линий электропередач. Алматы : Нур-Принт, 2015. - 185 с. - Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/67069.html>. Электронно-библиотечная система "IPRbooks" (дата обращения: 23.04.2022).

14. Немировский А. Е., Сергиевская И. Ю., Крепышева Л. Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие. 2-е изд. Москва : Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с. : ил. - Электронно-библиотечная система "IPRbooks". ISBN 978-5-9729-0207-1 (дата обращения: 23.04.2022).

15. Соловьев А. Л., Шабад М. А. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ [Электронный ресурс] : учебное пособие / под ред. А. В. Беяева. Санкт-Петербург : Политехника, 2016. 175 с. : ил. Электронно-библиотечная система "IPRbooks". ISBN 978-5-7325-1100-0 (дата обращения: 23.04.2022).

16. Схемы АПВ в электрических сетях : использование емкостного отбора напряжения [Электронный ресурс] : практ. пособие / сост. Е. Г. Дорохин [и др.] ; под ред. Б. А. Алексеева. Москва : ЭНАС, 2017. 77 с. : ил. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76204.html>. Электронно-библиотечная система "IPRbooks". ISBN 978-5-4248-0126-6 (дата обращения: 23.04.2022).

17. Csanyi E. Learn HV substation elements (graphic symbols, basics & connection schemes) [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/hv-substation-elements> (дата обращения: 15.04.2022).

18. IEC/TR 61000-1-3 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 1-3: General - The effects of high-altitude EPM (HEMP) on civil equipment and systems.

19. Miodrag K. Learn to read and understand single line diagrams and wiring diagrams [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/read-understand-single-line-wiring-diagrams> (дата обращения: 12.04.2022).
20. Rakov V., Uman M. “Lightning”, Cambridge, 2005.
21. Song X., Xiaoxing Z., Ju T. A review on SF6 substitute gases and research status of CF3 I gases // Energy Reports. 2018. № 4. P. 486-496.