

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ
«Совхозная»

Студент(ка)

А.В. Тусинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы бакалавра является реконструкция электрической части понизительной подстанции «Совхозная». В ходе выполнения была выбрана электрическая схема подстанции, произведен расчет электрических нагрузок, выбраны соответствующие трансформаторы, произведен выбор электрических аппаратов и проводников, аппаратуры релейной защиты и автоматики, характер оперативного тока. Также сделан расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Пояснительная записка содержит 60 страниц, в том числе 20 таблиц и 3 рисунка, а также шесть графических чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчет электрических нагрузок подстанции	6
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	8
3 Выбор главной электрической схемы подстанции.....	17
4 Расчет токов короткого замыкания	18
5 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	25
6 Выбор основных конструктивных решений	42
7 Релейная защита	43
8 Выбор оперативного тока.....	50
9 Собственные нужды подстанции	51
10 Система измерений на подстанции	52
11 Расчет заземления подстанции	53
12 Молниезащита подстанции	56
Заключение	57
Список использованных источников	58

Введение

С каждым годом происходит постоянное увеличение объёмов потребления электрической энергии. В то же время силовое электротехническое оборудование и устройства РЗА морально и физически устаревают и требуется усовершенствование или установка более нового современного оборудования, у которого лучшие технические характеристики.

По этим причинам производится реконструкция электрической части понизительной подстанции «Совхозная».

Подстанция предназначена для электроснабжения потребителей, расположенных в зоне действия сетей 35 и 10 кВ. Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1978 году ОАО «МРСК Волги». За расчетный год принимается 2006.

Реконструкция подстанции Совхозная производится со следующими требованиями:

1) Надежность, т.е. безотказная передача мощности. Главное требование, предъявляемое к электроснабжению потребителей.

2) Экономичность, т.е. минимизация материальных ресурсов при сооружении РУ в соответствии со схемой, сокращение ежегодных расходов на его эксплуатацию.

3) Возможность схемы приспособливаться к изменяющимся условиям эксплуатации в случае расширения подстанции, возможность проводить ремонт без нарушения работы присоединений.

Данная работа актуальна, так как с каждым годом увеличиваются нагрузки, оборудование устаревает, в связи с чем ухудшаются параметры надежности, экономичности.

Цель работы: повышение эффективности и надежности электроснабжения потребителей подстанции «Совхозная».

Задачи работы:

1) проанализировать существующее оборудование на подстанции;

- 2) рассчитать электрические нагрузки подстанции;
- 3) выбрать трансформаторы, которые обладают наилучшими технико-экономическими показателями;
- 4) выбрать главную электрическую схему подстанции;
- 5) сделать расчёт токов короткого замыкания;
- 6) выбрать электрические аппараты и проводники;
- 7) выбрать основные конструктивные решения по понизительной подстанции;
- 8) сделать выбор релейной защиты и автоматики;
- 9) произвести выбор оперативного тока и собственных нужд подстанций;
- 10) выбрать систему измерений на подстанции и сделать расчет заземления и молниезащиты подстанции.

1 Расчет электрических нагрузок подстанции

Максимальная полная мощность отдельных потребителей:

$$S_{35} = \frac{P_{35}}{\cos \varphi_{35}} \quad (1.1)$$

$$S_{35} = \frac{17,21}{0,84} = 20,48 \text{ (МВА)}$$

$$S_{10} = \frac{P_{10}}{\cos \varphi_{10}} \quad (1.2)$$

$$S_{10} = \frac{9,78}{0,815} = 12,07 \text{ (МВА)}$$

Суммарная полная мощность подстанции:

$$S_{max}^{ПС} = S_{35} + S_{10} \quad (1.3)$$

$$S_{max}^{ПС} = 20,48 + 12,07 = 32,5 \text{ (МВА)}$$

Потребляемая электроэнергия потребителей:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t_{in} \quad (1.4)$$

$$\begin{aligned} W_{35} = & 17,21 \cdot 306 + 16,55 \cdot 459 + 16,37 \cdot 306 + 15,23 \cdot 612 + 15,07 \cdot 153 + \\ & 14,93 \cdot 153 + 14,78 \cdot 459 + 14,66 \cdot 153 + 14,53 \cdot 153 + 13,59 \cdot 918 + 9,09 \cdot \\ & 212 + 8,76 \cdot 212 + 8,69 \cdot 212 + 8,21 \cdot 1484 + 7,81 \cdot 1272 + 5,47 \cdot 212 + 5,05 \cdot \\ & 212 + 4,34 \cdot 212 + 4,18 \cdot 212 + 3,56 \cdot 848 = 90308 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{10} = & 9,78 \cdot 306 + 9,47 \cdot 459 + 9,45 \cdot 306 + 8,98 \cdot 612 + 8,8 \cdot 153 + 8,64 \cdot \\ & 153 + 8,59 \cdot 459 + 8,55 \cdot 153 + 8,09 \cdot 153 + 7,71 \cdot 918 + 5,67 \cdot 212 + 5,32 \cdot \\ & 212 + 5,26 \cdot 212 + 4,87 \cdot 1484 + 4,54 \cdot 1272 + 4,21 \cdot 212 + 3,84 \cdot 212 + 3,57 \cdot \\ & 212 + 3,47 \cdot 212 + 3,09 \cdot 848 = 54228 \text{ (МВт} \cdot \text{ч)} \end{aligned}$$

Для подстанции в целом: $W_{ПС} = W$

$$W_{\text{ПС}} = W_{35} + W_{10} \quad (1.5)$$

$$W_{\text{ПС}} = 90308 + 54228 = 144536 \text{ (МВт} \cdot \text{ч)}$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{max ПС}}} \quad (1.6)$$

$$T_{\text{М}} = \frac{144536}{17,21 + 9,78} = 5355 \text{ (ч)}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_{\text{М}}}{8760} \quad (1.7)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{5355}{8760} = 0,61$$

2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Для потребителей 1-ой и 2-ой категории надежности электроснабжения выбирается двухтрансформаторная подстанция, для которой расчет номинальной мощности каждого трансформатора ведется по формуле:

$$S_{\text{ном Т}} = \frac{K_{1-2} \cdot S_{\text{max ПС}}}{K_{\text{пер}}} \quad (2.1)$$

$$S_{\text{ном Т}} = \frac{0,8 \cdot 32,5}{1,4} = 18,5 \text{ (МВА)}.$$

Так как на подстанции установлены трансформаторы ТДТН 25000/115/38,5, то для дальнейшего рассмотрения проведем анализ двух трансформаторов мощностью 25 МВА и 40 МВА и выберем наиболее экономичный.

По справочным данным выбираем ТДТН-25000/110/35/10 и ТДТН-40000/110/35/10 и проводим технико-экономический расчет номинальной мощности трансформаторов.

Таблица 1 – Технические данные трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном Т}}$, МВА	Каталожные данные								
		$U_{\text{ном}}$, кВ			u_k , %			$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %
		ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
ТДТН- 25000/110/35/10	25	115	38,5	11	10,5	17	6	145	36	1
ТДТН- 40000/110/35/10	40	115	38,5	11	10,5	17	6	230	50	0,9

Сначала произведем расчет трансформатора ТДТН-25000/110/35/10.

Приведенные потери мощности:

$$P_T' = P_X' + K_{3.B}^2 \cdot P_{K.B}' + K_C^2 \cdot P_{K.C}' + K_H^2 \cdot P_{K.H}' , \quad (2.2)$$

где коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{3.B} = \frac{S_B}{S_{\text{ном Т}}} , \quad (2.3)$$

$$K_{3.B} = \frac{32490}{25000} = 1,29 ,$$

$$K_{3.C} = \frac{S_c}{S_{\text{НОМ Т}}} , \quad (2.4)$$

$$K_{3.C} = \frac{20490}{25000} = 0,81,$$

$$K_H = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ Т}}} , \quad (2.5)$$

$$K_H = \frac{12000}{25000} = 0,48.$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P_x' = \Delta P_x + k_{\text{ИП}} \cdot Q_x , \quad (2.6)$$

$$P_x' = 36 + 0,05 \cdot 250 = 48,5 \text{ кВт} ,$$

где

$$Q_x = S_{\text{НОМ Т}} \cdot \frac{I_{xx\%}}{100} , \quad (2.7)$$

$$Q_x = \frac{1}{100} \cdot 25000 = 250 \text{ квар} .$$

Потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{K.B} = P_{K.C} = P_{K.H} = 0,5 \cdot \Delta P_{K.BH-HH} , \quad (2.8)$$

$$P_{K.B} = 0,5 \cdot 145 = 72,5 \text{ кВт} .$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_{K.B} = \frac{U_{K.B} \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} , \quad (2.9)$$

$$Q_{K.B} = \frac{10,7}{100} \cdot 25000 = 2675 \text{ (квар)},$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с} \%}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (2.10)$$

$$Q_{к.с} = \frac{0,25}{100} \cdot 25000 = 62,5 \text{ (квар)},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н} \%}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (2.11)$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,25}{100} \cdot 25000 = 1562,5 \text{ (квар)},$$

где

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн}, \quad (2.12)$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot 17 + 10,5 - 6 = 10,7\%,$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн}, \quad (2.13)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot 10,5 + 6 - 17 = 0,25\%,$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн}, \quad (2.14)$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot 17 + 6 - 10,5 = 6,25\%.$$

Приведенные потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + K_{un} \cdot Q_{к.в}, \quad (2.15)$$

$$P'_{к.в} = 72,5 + 0,05 \cdot 2675 = 206,25 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + K_{un} \cdot Q_{к.с}, \quad (2.16)$$

$$P'_{к.с} = 72,5 + 0,05 \cdot 62,5 = 75,62 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + K_{un} \cdot Q_{к.н}, \quad (2.17)$$

$$P'_{к.н} = 72,5 + 0,05 \cdot 1562,5 = 150,62 \text{ (кВт)},$$

где K_{un} – коэффициент изменения потерь, который для расчёта принимаем равным 0,05.

Приведенные потери мощности для трансформатора по формуле (2.2):

$$P_T' = 48,5 + 1,29^2 \cdot 206,25 + 0,81^2 \cdot 75,62 + 0,48^2 \cdot 150,62 = 476 \text{ (кВт)}$$

На основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток – S_{B_i} , S_{C_i} , S_{H_i} определяем потери электроэнергии в трансформаторах по формуле и все данные сводим в таблицу 2:

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{x_i} + \Delta W_{k_i} = \Delta W_{x_i} + \Delta W_{k_{B_i}} + \Delta W_{k_{C_i}} + \Delta W_{k_{H_i}} = n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{KB} \cdot k_{3.B_i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{KC} \cdot k_{3.C_i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{KH} \cdot k_{3.H_i}^2 \cdot T_i \quad (2.18)$$

Таблица 2 – Данные по потерям электроэнергии в трансформаторах

i	S _B , MBA	S _C , MBA	S _H , MBA	n _i	T _i , ч.	ΔW _{x_i} , кВт·ч	k _{3.B_i}	k _{3.C_i}	k _{3.H_i}	ΔW _{k_{B_i}} , кВт·ч	ΔW _{k_{C_i}} , кВт·ч	ΔW _{k_{H_i}} , кВт·ч
1	32490	20490	12000	2	306	29682	1,69	0,67	0,23	53297,25	7771,99	5309,54
2	31320	19700	11620	2	459	44523	1,57	0,62	0,22	74291,67	10776,35	7467,88
3	31090	19490	11600	2	306	29682	1,55	0,61	0,22	48803,03	7031,89	4961,47
4	29150	18130	11020	2	612	59364	1,36	0,53	0,19	85804,98	12169,53	8955,45
5	28740	17940	10800	2	153	14841	1,32	0,51	0,19	20852,06	2978,95	2150,36
6	28370	17770	10600	2	153	14841	1,29	0,51	0,18	20318,61	2922,76	2071,46
7	28140	17600	10540	2	459	44523	1,27	0,50	0,18	59971,49	8601,31	6144,22
8	27940	17450	10490	2	153	14841	1,25	0,49	0,18	19707,35	2818,44	2028,69
9	27230	17300	9930	2	153	14841	1,19	0,48	0,16	18718,48	2770,19	1817,87
10	25640	16180	9460	2	918	89046	1,05	0,42	0,14	99577,83	14538,73	9899,14
11	17780	10820	6960	2	212	20564	0,51	0,19	0,08	11058,17	1501,47	1237,45
12	16960	10430	6530	2	212	20564	0,46	0,17	0,07	10061,70	1395,18	1089,27
13	16800	10350	6450	2	212	20564	0,45	0,17	0,07	9872,76	1373,86	1062,74
14	15750	9770	5980	2	1484	143948	0,40	0,15	0,06	60740,58	8569,39	6394,53
15	14870	9300	5570	2	1272	123384	0,35	0,14	0,05	46408,01	6655,48	4755,21
16	11680	6510	5170	1	212	10282	0,22	0,07	0,04	9544,11	1087,06	1365,59
17	10720	6010	4710	1	212	10282	0,18	0,06	0,04	8039,69	926,49	1133,39
18	9550	5170	4380	1	212	10282	0,15	0,04	0,03	6380,53	685,60	980,14
19	9240	4980	4260	1	212	10282	0,14	0,04	0,03	5973,02	636,14	927,17
20	8030	4240	3790	1	848	41128	0,10	0,03	0,02	18044,34	1844,52	2935,46
ТДТН 25000/115/38,5/11						ΣΔW _{x_i} = 767464	ΔW _{nc} = 1624672			ΣW _{k_i} = 857208		

Экономическая нагрузка трансформатора для подстанции:

$$S_{э.nc} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot n - 1} \cdot \frac{P'_x}{P'_K}, \quad (2.19)$$

$$S_{э.nc} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot 2 - 1} \cdot \frac{48,5}{278,7} = 14748 \text{ МВА},$$

где

$$P'_K = \Delta P_K + K_{un} \cdot Q_K, \quad (2.20)$$

$$P'_K = 145 + 0,05 \cdot 2675 = 278,7 \text{ кВт}.$$

Стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (2.21)$$

$$И_3 = 1624672 \cdot 1,16 = 1\ 884\ 619 \text{ (руб)},$$

где $\Delta W_{\text{ПС}}$ – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (2.22)$$
$$C_{\text{э}} = \frac{441 \cdot 12}{5355} + 0,18 = 1,16 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч},$$

где α – это основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности; β – это дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетной счетчиком.

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяем методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{Н}} \cdot K + И = E_{\text{Н}} \cdot K + И_0 + И_3, \quad (2.23)$$

где K – капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов подстанции для рассматриваемых вариантов), руб.; $E_{\text{Н}} = 0,15$ – нормативный коэффициент дисконтирования; $И$ – годовые эксплуатационные издержки, руб.; $И_3$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах, определяемых по выражению; $И_0$ – годовые отчисления, руб., которые определяем из выражения:

$$И_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (2.24)$$

где $p_{\text{сум}} = p_{\text{а}} + p_{\text{ор}}$ – суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию – $p_{\text{а}}$, обслуживание и ремонт – $p_{\text{ор}}$.

Для силового электрооборудования данного варианта составляет $p_{\text{сум}} = 0,146$.

$$И_0 = 0,146 \cdot 5\,000\,000 = 730\,000 \text{ (руб)},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 5\,000\,000 + 730\,000 + 1\,884\,619 = 3\,364\,619 \text{ (руб)}.$$

Теперь рассмотрим вариант подстанции с трансформаторами типа ТДТН-40000/110/35/10.

Приведенные потери мощности:

$$P_T' = P_X' + \kappa_{3.B}^2 \cdot P_{K.B}' + \kappa_{3.H_1}^2 \cdot P_{K.H_1}' + \kappa_{3.H_2}^2 \cdot P_{K.H_2}', \quad (2.25)$$

где коэффициенты загрузки трансформатора:

$$\kappa_{3.B} = \frac{S_B}{S_{НОМ Т}}, \quad (2.26)$$

$$\kappa_{3.B} = \frac{32490}{40000} = 0,81,$$

$$\kappa_{3.C} = \frac{S_C}{S_{НОМ Т}}, \quad (2.27)$$

$$\kappa_{3.C} = \frac{20490}{40000} = 0,51,$$

$$\kappa_H = \frac{S_H}{S_{НОМ Т}}, \quad (2.28)$$

$$\kappa_H = \frac{12000}{40000} = 0,3.$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P_X' = \Delta P_X + \kappa_{ИП} \cdot Q_X, \quad (2.29)$$

$$P_X' = 50 + 0,05 \cdot 360 = 68 \text{ (кВт)},$$

где

$$Q_X = S_{НОМ Т} \cdot \frac{I_{XX\%}}{100}, \quad (2.30)$$

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

Потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{K.B} = P_{K.C} = P_{K.H} = 0,5 \cdot \Delta P_{K.BH-HH} \quad (2.31)$$

$$P_{K.B} = 0,5 \cdot 230 = 115 \text{ (кВт)}$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_{K.B} = \frac{U_{K.B} \%}{100} \cdot S_{НОМ.Т} \quad (2.32)$$

$$Q_{к.в} = \frac{10,7}{100} \cdot 40000 = 4280 \text{ (квар)}$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с} \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.33)$$

$$Q_{к.с} = \frac{0,25}{100} \cdot 40000 = 100 \text{ (квар)}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н} \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.34)$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,25}{100} \cdot 40000 = 2500 \text{ (квар)},$$

где

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн} \quad (2.35)$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot 17 + 10,5 - 6 = 10,7\%$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн} \quad (2.36)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot 10,5 + 6 - 17 = 0,25\%$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн} \quad (2.37)$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot 17 + 6 - 10,5 = 6,25\%$$

Приведенные потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + K_{un} \cdot Q_{к.в} , \quad (2.38)$$

$$P'_{к.в} = 115 + 0,05 \cdot 4280 = 329 \text{ кВт} ,$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + K_{un} \cdot Q_{к.с} , \quad (2.39)$$

$$P'_{к.с} = 115 + 0,05 \cdot 100 = 120 \text{ (кВт)},$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + K_{un} \cdot Q_{к.н} , \quad (2.40)$$

$$P'_{к.н} = 115 + 0,05 \cdot 2500 = 240 \text{ (кВт)},$$

где K_{un} – коэффициент изменения потерь, который для расчёта принимаем равным 0,05.

Приведенные потери мощности для трансформатора:

$$P_T' = 68 + 0,81^2 \cdot 329 + 0,51^2 \cdot 120 + 0,3^2 \cdot 240 = 336,6 \text{ (кВт)}$$

На основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток, определяем потери электроэнергии в трансформаторах по формуле и все данные сводим в таблицу 3:

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{k_{3,vi}} + \Delta W_{k_{3,hi1}} + \Delta W_{k_{3,hi2}} = n_i \cdot P_X' \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{KB}' \cdot k_{3,vi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{KH1}' \cdot k_{3,hi1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{KH2}' \cdot k_{3,hi2}^2 \cdot T_i \right) \quad (2.41)$$

Таблица 3 – Данные по потерям электроэнергии в трансформаторе

i	S _b , MBA	S _c , MBA	S _n , MBA	n _i	T _i , ч.	ΔW _{xi} , кВт·ч	k _{3,vi}	k _{3,hi1}	k _{3,hi2}	ΔW _{k_{3,vi}} , кВт·ч	ΔW _{k_{3,hi1}} , кВт·ч	ΔW _{k_{3,hi2}} , кВт·ч
1	32490	20490	12000	2	306	41616	0,66	0,26	0,09	33209,84	4817,67	3304,80
2	31320	19700	11620	2	459	62424	0,61	0,24	0,08	46291,59	6680,00	4648,21
3	31090	19490	11600	2	306	41616	0,60	0,24	0,08	30409,47	4358,89	3088,15
4	29150	18130	11020	2	612	83232	0,53	0,21	0,08	53465,60	7543,59	5574,11
5	28740	17940	10800	2	153	20808	0,52	0,20	0,07	12993,04	1846,58	1338,44
6	28370	17770	10600	2	153	20808	0,50	0,20	0,07	12660,65	1811,75	1289,33
7	28140	17600	10540	2	459	62424	0,49	0,19	0,07	37368,60	5331,74	3824,33
8	27940	17450	10490	2	153	20808	0,49	0,19	0,07	12279,77	1747,08	1262,71
9	27230	17300	9930	2	153	20808	0,46	0,19	0,06	11663,60	1717,18	1131,49
10	25640	16180	9460	2	918	124848	0,41	0,16	0,06	62047,55	9012,20	6161,50
11	17780	10820	6960	1	212	14416	0,20	0,07	0,03	13780,83	1861,45	1540,44
12	16960	10430	6530	1	212	14416	0,18	0,07	0,03	12539,02	1729,68	1355,98
13	16800	10350	6450	1	212	14416	0,18	0,07	0,03	12303,55	1703,25	1322,96
14	15750	9770	5980	1	1484	100912	0,16	0,06	0,02	75695,65	10623,91	7960,27
15	14870	9300	5570	1	1272	86496	0,14	0,05	0,02	57834,23	8251,15	5919,55
16	11680	6510	5170	1	212	14416	0,09	0,03	0,02	5946,99	673,84	849,98
17	10720	6010	4710	1	212	14416	0,07	0,02	0,01	5009,58	574,31	705,45
18	9550	5170	4380	1	212	14416	0,06	0,02	0,01	3975,74	424,99	610,06
19	9240	4980	4260	1	212	14416	0,05	0,02	0,01	3721,82	394,33	577,09
20	8030	4240	3790	1	848	57664	0,04	0,01	0,01	11243,53	1143,38	1827,11
ТДН 40000/115/38,5/11				ΣΔW _{xi} = 845 376			ΔW _{nc} = 1 486 356			ΣW _{ki} = 640 980		

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанций:

$$S_{э.nc} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot n - 1} \cdot \frac{P_X'}{P_K}, \quad (2.42)$$

$$S_{э.nc} = 40\,000 \cdot \sqrt{2 \cdot 2 - 1} \cdot \frac{68}{444} = 22\,137 \text{ МВА},$$

где

$$P_K' = \Delta P_K + K_{un} \cdot Q_K, \quad (2.43)$$

$$P_K' = 230 + 0,05 \cdot 4280 = 444 \text{ кВт}.$$

Стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (2.44)$$

$$I_3 = 1\,486\,356 \cdot 1,16 = 1\,724\,173 \text{ (руб)},$$

где ΔW_{nc} – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч:

$$C_э = \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta, \quad (2.45)$$

$$C_э = \frac{441 \cdot 12}{5355} + 0,18 = 1,16 \left(\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} \right),$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности; β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетной счетчиком.

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяем методом приведенных затрат:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + И = E_H \cdot K + И_0 + И_з, \quad (2.46)$$

где K – это капитальные затраты на оборудование подстанции (учитывается только стоимость трансформаторов ПС для рассматриваемых вариантов), руб.; $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент дисконтирования; $И$ – годовые эксплуатационные издержки, руб.; $И_з$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах, определяемых по выражению; $И_0$ – годовые отчисления, руб., которые определяем из выражения:

$$И_0 = p_{сум} \cdot K, \quad (2.47)$$

где $p_{сум} = p_a + p_{ор}$ – суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию – p_a , обслуживание и ремонт – $p_{ор}$.

Для силового электрооборудования данного варианта составляет $p_{сум} = 0,146$.

$$И_0 = 0,146 \cdot 20\,000\,000 = 2\,920\,000 \text{ (руб)},$$

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 20\,000\,000 + 2\,920\,000 + 1\,724\,173 = 4\,644\,173 \text{ (руб)}.$$

Так как трансформатор ТДТН-40000 имеет меньшие затраты на потери электроэнергии, при общих затратах, не сильно превышающих затраты на ТДТН-25000, то целесообразнее выбрать именно его, учитывая дальнейший рост нагрузок.

3 Выбор главной электрической схемы подстанции

Подстанции, которые обеспечивают электрической энергией потребителей первой и второй категории, выполняются двухтрансформаторными.

Исходя из условий надежности, перспектив развития, безопасности и проведения ремонтных работ принимаются основные решения по осуществлению схем понизительных подстанций. Нормы технического проектирования понизительных подстанций представляют ряд типовых схем: выбор схемы осуществляется по напряжению и применяется для РУ 6 – 220 кВ двухтрансформаторной узловой подстанции.

Узловой подстанцией называется подстанция, к которой присоединяется более двух линий, питающих сети, приходящих от двух или более электроустановок (рисунок 1).

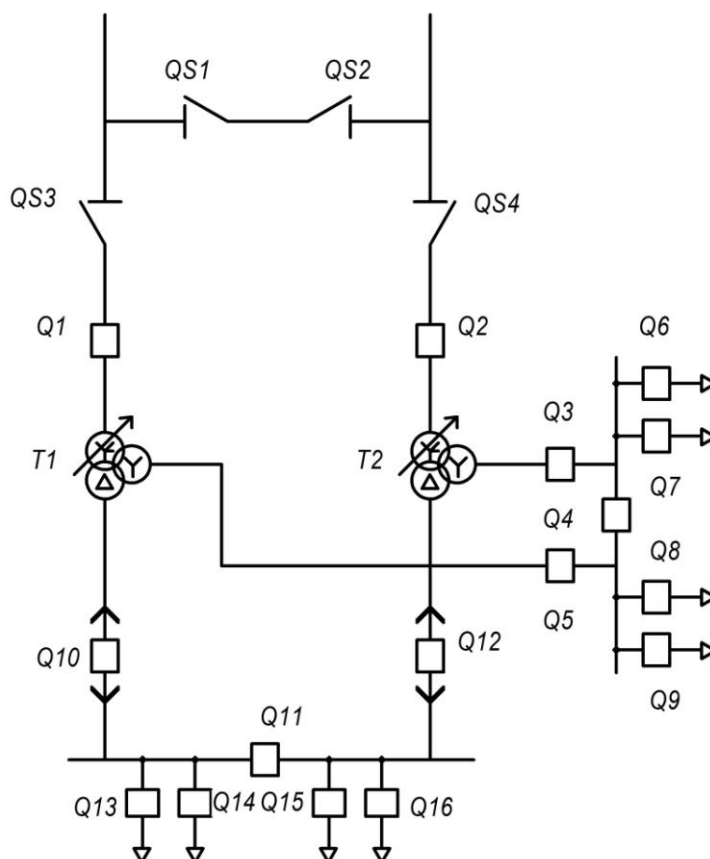


Рисунок 1 – Электрическая схема подстанции

4 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора и проверки электрических аппаратов, проводников, устройств релейной защиты и автоматики, заземляющих устройств и т.д. необходимо провести расчет токов короткого замыкания (КЗ).

При выборе и проверке аппаратов и проводников в основном применяется трехфазный ток КЗ. При расчетах цепей релейной защиты используют, как правило, в сетях 6-35 кВ – двухфазные и трехфазные токи, а выше трехфазные, двухфазные, однофазные токи.

Для расчета токов КЗ составлена расчетная схема рассматриваемой электроустановки (рисунок 2). Намечаются расчетные точки КЗ и составляется эквивалентная схема замещения с нумерацией сопротивлений.

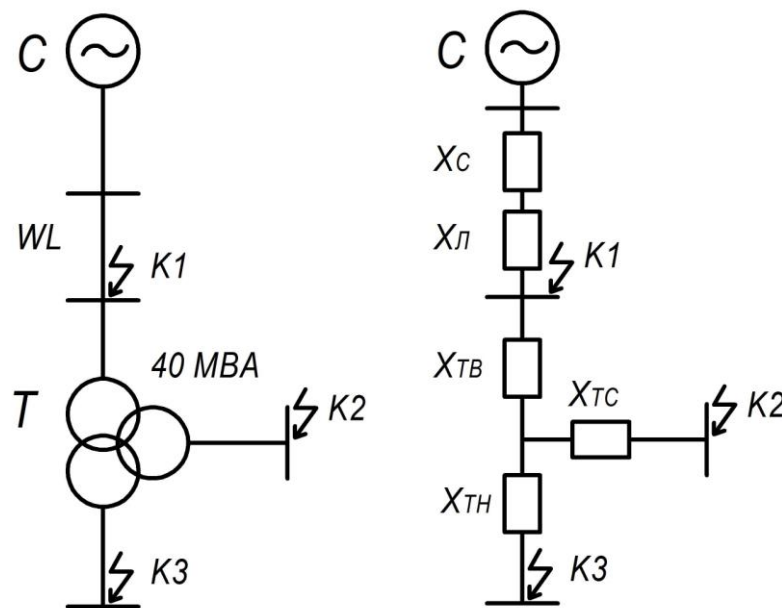


Рисунок 2 – Расчетная схема и схема замещения

Примем значения сверхпереходной ЭДС и базисную мощность для системы $E''_{*б.с}=1,0$; $S_б=1000$ МВА.

Расчёт сопротивлений элементов:

$$x_{*б.с} = \frac{S_б}{S_k}, \quad (4.1)$$
$$x_{*б.с} = \frac{1000}{3900} = 0,25,$$

$$X_{*б.ТВ} = \frac{U_{кв},\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ.Т}}, \quad (4.2)$$

$$X_{*б.ТВ} = \frac{10,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,67,$$

$$X_{*б.Тс} = \frac{U_{кв},\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ.Т}}, \quad (4.3)$$

$$X_{*б.Тс} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,06,$$

$$X_{*б.Тн} = \frac{U_{кв},\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ.Т}}, \quad (4.4)$$

$$X_{*б.Тн} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,5,$$

$$X_{*б.л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (4.5)$$

$$x_{*б.л} = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,45,$$

$$X_{л(0)} = x_{*б.л} \cdot K, \quad (4.6)$$

$$X_{л(0)} = 0,45 \cdot 4,7 = 2,11$$

где K – коэффициент линий.

Короткое замыкание в точке К1

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{*рез б 1} = X_{*б.с} + X_{*б.л}, \quad (4.7)$$

$$X_{*рез б 1} = 0,25 + 0,45 = 0,7.$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (4.8)$$

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I^3_{п.о} = \frac{E''_{*б.с}}{X_{*рез б}} \cdot I_б, \quad (4.9)$$

$$I^3_{п.о} = \frac{1}{0,7} \cdot 5,02 = 7,17 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_{уд}, \quad (4.10)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,17 \cdot 1,8 = 18,25 \text{ (кА)},$$

где $k_{уд} = 1,8$ - ударный коэффициент.

Короткое замыкание в точках К2

$$X_{Т1} = X_{ТВ} + X_{ТС}, \quad (4.11)$$

$$X_{Т1} = 2,67 + 0,06 = 2,73.$$

Результирующее сопротивление при К2:

$$X_{*рез б 2} = X_{*рез б 1} + X_{Т1}, \quad (4.12)$$

$$X_{*рез б 2} = 0,7 + 2,73 = 3,43.$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (4.13)$$

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I^3_{п.о} = \frac{E''_{*б.с}}{X_{*рез б}} \cdot I_б, \quad (4.14)$$

$$I^3_{п.о} = \frac{1}{3,43} \cdot 15,6 = 4,54 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_{уд}, \quad (4.15)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,54 \cdot 1,9 = 12,19 \text{ (кА)},$$

где $k_{уд} = 1,9$ - ударный коэффициент.

Короткое замыкание в точках К3

$$X_{Т2} = X_{ТВ} + X_{ТН}, \quad (4.16)$$

$$X_{Т2} = 2,67 + 1,56 = 4,12.$$

Результирующее сопротивление при К3:

$$X_{*рез б 3} = X_{*рез б 1} + X_{Т2}, \quad (4.17)$$

$$X_{*рез б 3} = 0,7 + 4,12 = 4,82.$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (4.18)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ (кА)}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п.о}^3 = \frac{E''_{*б.с}}{X_{*рез\ 6}} \cdot I_6, \quad (4.19)$$

$$I_{п.о}^3 = \frac{1}{4,82} \cdot 55 = 11,41 \text{ (кА)}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_{уд}, \quad (4.20)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,41 \cdot 1,9 = 30,56 \text{ (кА)},$$

где $k_{уд} = 1,9$ - ударный коэффициент.

Для расчета несимметричных токов короткого замыкания необходимо составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. Схемы замещения прямой и обратной последовательности показаны на рисунке 2. А схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 3.

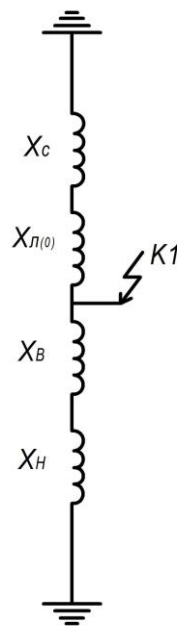


Рисунок 3 – Схема замещения нулевой последовательности

Короткое замыкание в точке К1

Однофазное КЗ.

Резльтирующее эквивалентное индуктивное сопротивление для точки К1:

$$X_0 = \frac{(X_C + X_{L(0)}) \cdot (X_B + X_H)}{X_C + X_{L(0)} + X_B + X_H}, \quad (4.21)$$
$$X_0 = \frac{0,25 + 2,11 \cdot (2,67 + 1,56)}{0,25 + 2,11 + 2,67 + 1,56} = 1,51.$$

Дополнительное индуктивное сопротивление однофазного КЗ:

$$\Delta X^1 = X_2 + X_0, \quad (4.22)$$
$$\Delta X^1 = 0,7 + 1,51 = 2,21.$$

Начальное значение периодической составляющей при однофазном КЗ:

$$I_{n,0}^1 = m^{(1)} \cdot \frac{E_x''}{X_1 + \Delta X^1} \cdot I_6, \quad (4.23)$$
$$I_{n,0}^1 = 3 \cdot \frac{1}{0,7+2,21} \cdot 5,02 = 5,17 \text{ (кА)},$$

где $m^{(1)}$ – коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ, для однофазного КЗ $m^{(1)} = 3$.

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^1 \cdot K_{уд}, \quad (4.24)$$
$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,17 \cdot 1,8 = 13,12 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ.

Дополнительное индуктивное сопротивление однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma} = 0,7 \quad (4.25)$$

Начальное значение периодической составляющей при однофазном КЗ:

$$I_{n,0}^2 = m^{(2)} \cdot \frac{E_x''}{X_1 + \Delta X^{(2)}} \cdot I_6, \quad (4.26)$$
$$I_{n,0}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,7+0,7} \cdot 5,02 = 6,2 \text{ (кА)},$$

где $m^{(2)}$ – коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ, для однофазного КЗ $m^{(2)} = \bar{3}$.

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{n,0}^2 \cdot K_{уд}, \quad (4.27)$$

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot 6,2 \cdot 1,8 = 15,73 \text{ кА} .$$

Двухфазное КЗ на землю

Дополнительное индуктивное сопротивление однофазного КЗ:

$$\Delta X^{1,1} = \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0}, \quad (4.28)$$

$$\Delta X^{1,1} = \frac{0,7 \cdot 4,93}{0,7 + 4,93} = 0,61.$$

Начальное значение периодической составляющей при однофазном КЗ:

$$I_{n,0}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E_x''}{X_1 + \Delta X^{1,1}} \cdot I_6, \quad (4.29)$$

$$I_{n,0}^{1,1} = 1,63 \cdot \frac{1}{0,7+0,61} \cdot 5,02 = 6,24 \text{ (кА)},$$

где $m^{(1,1)}$ – коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ, для однофазного КЗ.

$$m^{1,1} = \bar{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{X_2 \cdot X_0}{(X_2 + X_0)^2}}, \quad (4.30)$$

$$m^{1,1} = \bar{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{0,7 \cdot 4,93}{(0,7 + 4,93)^2}} = 1,63.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{n,0}^{1,1} \cdot K_{уд}, \quad (4.31)$$

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot 6,24 \cdot 1,8 = 15,85 \text{ кА} .$$

Короткое замыкание в точке К2

Однофазное короткое замыкание в точках К2 и К3 является простым замыканием на землю, а двухфазное КЗ на землю, то же самое, что и двухфазное КЗ. В связи с этим в точках К2 и К3 проводится расчет только двухфазного короткого замыкания.

Двухфазное КЗ.

Дополнительное индуктивное сопротивление однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma} = 3,43 \quad (4.32)$$

Начальное значение периодической составляющей при однофазном КЗ:

$$I_{n,0}^2 = m^2 \cdot \frac{E_x''}{X_1 + \Delta X^2} \cdot I_6, \quad (4.33)$$

$$I_{n,0}^2 = \bar{3} \cdot \frac{1}{3,43+3,43} \cdot 15,6 = 3,93 \text{ (кА)},$$

где $m^{(2)}$ – коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ, для однофазного КЗ $m^{(2)} = \bar{3}$.

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{n,0}^2 \cdot K_{уд}, \quad (4.34)$$

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot 3,93 \cdot 1,9 = 10,53 \text{ кА} .$$

Короткое замыкание в точке КЗ

Двухфазное КЗ.

Дополнительное индуктивное сопротивление однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma} = 4,82 \quad (4.35)$$

Начальное значение периодической составляющей при однофазном КЗ:

$$I_{n,0}^2 = m^2 \cdot \frac{E_x''}{X_1 + \Delta X^2} \cdot I_6, \quad (4.36)$$

$$I_{n,0}^2 = \bar{3} \cdot \frac{1}{4,82+4,82} \cdot 55 = 9,87 \text{ (кА)},$$

где $m^{(2)}$ – коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ, для однофазного КЗ $m^{(2)} = \bar{3}$.

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{n,0}^2 \cdot K_{уд}, \quad (4.37)$$

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot 9,87 \cdot 1,9 = 26,4 \text{ кА} .$$

5 Выбор электрических аппаратов и проводников

Для понизительной подстанции выбор электрических аппаратов и проводников осуществляется по выбранной главной электрической схеме подстанции, расчетным рабочим токам присоединений и расчетным токам КЗ.

С номинальными параметрами электрических аппаратов, которые выбираются по каталогам и справочникам соотносят расчетные значения.

При выборе электрических аппаратов учитывают род установки (наружная или внутренняя), степень загрязненности среды, ее размеры, вес, цену аппарата, удобство его размещения в РУ и др.

Выбор оборудования на низком напряжении выполняется совместно с выбором типа КРУ, КРУН по соответствующим справочникам.

Выбор аппаратов на стороне ВН

Выбор выключателя

Предварительно выбираем выключатель ВГТ–110 и проверяем его по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (5.1)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

2) Номинальному току:

$$I_{\text{ном.дл}} \leq I_{\text{ном}} \quad (5.2)$$

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.3)$$
$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{40\,000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А},$$
$$281 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}.$$

3) Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (5.4)$$
$$7,17 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} , \quad (5.5)$$

$$\bar{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} \leq \bar{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot I_{\text{откл.ном}} , \quad (5.6)$$

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}, \tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ (с)} ,$$

где $t_{\text{рз}} = 0,01$ с – время действия релейной защиты; $t_{\text{св}} = 0,035$ с – собственное время отключения выключателя; $\beta_{\text{нор}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключающем токе.

$$i_{a,\tau} = \bar{2} \cdot 7,17 \cdot e^{-0,045/0,05} = 4,04 \text{ кА} ,$$

$$i_{a,\text{ном}} = \frac{\bar{2} \cdot 38}{100} \cdot 40 = 21,43 \text{ кА} ,$$

$$4,04 \text{ кА} \leq 21,43 \text{ кА} .$$

4) Предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,o} \leq I_{\text{прс}} , \quad (5.7)$$

$$7,17 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА} ,$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}} , \quad (5.8)$$

$$18,25 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА} .$$

5) Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T , \quad (5.9)$$

$$W_k = I_{n,o}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a , \quad (5.10)$$

$$W_k = 7,17^2 \cdot 0,055 + 0,05 = 5,39 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} ,$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 40 \cdot 3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$5,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Расчетные и каталожные данные сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные и каталожные данные выключателя ВГТ-110

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 281 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н.о}} = 7,17 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = 4,04 \text{ кА}$	$i_{\text{а,НОМ}} = 21,43 \text{ кА}$
$I_{\text{н.о}} = 7,17 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 18,25 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 5,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВГТ–110 удовлетворяет данным параметрам.

Выбор ОПН

ОПН-П-110 УХЛ1

Выбираем по напряжению сети:

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}, \quad (5.11)$$

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

Выбор разъединителей

Предварительно выбираем разъединитель РНДЗ-110/1000 У1 и проверяем его по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}, \quad (5.12)$$

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

2) Номинальному току:

$$I_{\text{НОМ.дл}} \leq I_{\text{НОМ}}, \quad (5.13)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (5.14)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{40\,000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ (А)},$$

$$281 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

3) Предельному сквозному току К.З. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{н.о}} \leq I_{\text{прс}}, \quad (5.15)$$

$$7,17 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}, \quad (5.16)$$

$$18,25 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

4) Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (5.17)$$

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (5.18)$$

$$B_k = 7,17^2 \cdot 0,03 + 0,05 = 4,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 40 \cdot 3 = 120 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

$$5,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 120 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Разъединитель РНДЗ–110/1000 У1 удовлетворяет данным параметрам и его расчетные, и каталожные данные сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Расчетные и каталожные данные разъединителя РНДЗ–110/1000

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 281 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,0} = 7,17 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 18,25 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 4,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформатора тока

Предварительно выбираем трансформатор тока ТРГ-110 и проверяем его по следующим условиям:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (5.19)$$

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

2) Номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.20)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.21)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{40\,000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А},$$

$$281 \text{ А} \leq 350 \text{ А}.$$

3) Электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}, \quad (5.22)$$

$$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} = 58 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,3 = 24,5 \text{ кА},$$

$$18,25 \text{ кА} \leq 24,5 \text{ кА}.$$

4) Термической стойкости:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a, \quad (5.23)$$

$$B_k = 7,17^2 \cdot 0,5 + 0,05 = 28,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$K_T^2 \cdot I_{1\text{НОМ}} \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 \cdot 0,3 = 1440 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 38,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{НОМ}} \cdot t_T = 1440 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетные и каталожные данные трансформатора ТРГ-110 сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные и каталожные данные трансформатора ТРГ-110

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 281 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 18,25 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}} = 24,5 \text{ кА}$
$B_k = 28,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1\text{НОМ}} \cdot t_T = 1440 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для того, чтобы проверить трансформатор тока по вторичной нагрузке, пользуемся схемой включения и каталожными данными подключенных приборов. Определить нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Так как все фазы загружены равномерно, то выбираем только одну (таблица 7).

Таблица 7 - Данные амперметра АМТД-1

Название прибора	Тип прибора	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	АМТД-1	0,8	0,8	0,8

Общее сопротивление приборов одной фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.24)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1$ Ом, следовательно сопротивление проводов равно:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k, \quad (5.25)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,032 - 0,1 = 1,068 \text{ (Ом)}.$$

Принимаем длину соединительных проводов 65 м. с алюминиевыми жилами, определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.26)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot 65 \cdot 1,73}{1,068} = 1,81 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем минимальное стандартное сечение 2,5 мм²

Выбор гибких шин.

Шины 110 кВ до трансформатора выполняем гибкими проводами.

1) Определяем расчетные токи:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.27)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.28)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ (А)}.$$

2) Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_э = 1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$:

$$S_э = \frac{I_{\text{ном}}}{j_э}, \quad (5.29)$$

$$S_э = \frac{201}{1} = 201 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем АС-240/32: $S=240$ мм², $d=21,6$ мм, $I_{\text{доп}} = 605$ А.

3) Проверяем провода по длительному допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 281 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

В связи с тем, что шины выполнены в виде неизолированных проводов на открытом воздухе, следовательно, проверка на термическое действие тока КЗ не нужна.

Также не производится проверка на электродинамическую стойкость, так как $I_{н.о} \leq 20$ кА.

При напряжении 35 кВ и выше необходимо проверять на условия коронирования.

4) Начальная максимальная напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{r_0} \right), \quad (5.30)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{1,08} \right) = 31,99 \text{ (кВ/см)},$$

где $r_0 = 1,08$ – радиус провода, см; m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$).

5) Напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \frac{D_{ср.г}}{r_0}}, \quad (5.31)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \log \frac{1,26 \cdot 300}{1,08}} = 14,8 \text{ (кВ/см)},$$

где U – линейное напряжение, кВ; $D_{ср.г} = 1,26 \cdot 300$ см – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз при горизонтальном расположении фаз.

6) Условие отсутствие короны записываем в виде:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.32)$$

$$1,07 \cdot 14,8 \leq 0,9 \cdot 31,99,$$

$$15,83 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 28,79 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Из условия выше можно сделать вывод, что провод АС-240/32 не коронирует.

Выбор аппаратов на стороне СН

Проверка выключателя

Выключатель проверяется по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}} \quad (5.33)$$

2) Номинальному току:

$$I_{\text{НОМ,дл}} \leq I_{\text{НОМ}} \quad (5.34)$$

3) Отключающей способности:

$$I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (5.35)$$

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,НОМ}}. \quad (5.36)$$

4) Предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{н,о}} \leq I_{\text{прс}}, \quad (5.37)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}. \quad (5.38)$$

5) Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \quad (5.39)$$

Занесем все расчетные и каталожные данные в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчетные и каталожные данные выключателя ВГБ-35

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 875 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н,о}}^{(3)} = 4,54 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = 4,03 \text{ кА}$	$i_{\text{а,НОМ}} = 5,28 \text{ кА}$
$I_{\text{н,о}}^{(3)} = 4,54 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 12,19 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 35 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 3,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 37,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ВГБ-35 удовлетворяет данным параметрам.

Выбор разъединителей

Предварительно выбираем разъединитель РНДЗ-35/1000 У1 и проверяем его по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}} \quad (5.40)$$

2) Номинальному току:

$$I_{\text{НОМ,дл}} \leq I_{\text{НОМ}} \quad (5.41)$$

3) Предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{н,о}} \leq I_{\text{прс}}, \quad (5.42)$$

$$i_{уд} \leq i_{прс} \cdot \quad (5.43)$$

4) Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (5.44)$$

Расчетные и каталожные данные сведены в таблице 9.

Таблица 9 - Расчетные и каталожные данные разъединителя РНДЗ-35/1000

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 874 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{н.о} = 4,54 \text{ кА}$	$I_{прс} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,19 \text{ кА}$	$i_{прс} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 11,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель РНДЗ-35/1000 удовлетворяет данным параметрам.

Выбор трансформатора тока

Проверка трансформатора тока ТРГ–35

Трансформатор тока проверяется по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (5.45)$$

2) Номинальному длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (5.46)$$

3) Электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (5.47)$$

4) Термической стойкости:

$$B_k \leq B_{к.ном} \quad (5.48)$$

Занесем все расчетные и каталожные данные в таблицу 10.

Таблица 10 - Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТРГ-35

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 874 \text{ А}$	$I_{ном} = 900 \text{ А}$
$i_{уд} = 12,19 \text{ кА}$	$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 67,25 \text{ кА}$
$B_k = 2,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1ном} \cdot t_T = 5227 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ТРГ-35 удовлетворяет данным параметрам.

Данные о вторичной нагрузке трансформатора тока сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Данные по вторичной нагрузке трансформатора тока ТРГ-35

Название прибора	Тип прибора	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	EQ72-х	0,8	0,8	0,8
Счетчик активной энергии	WQR96	3	3	3
Счетчик реактивной энергии	WQ2R96	3	3	3
Итого		6,8	6,8	6,8

Общее сопротивление приборов одной фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.49)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{6,8}{5^2} = 0,272 \text{ Ом} .$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1$ Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k, \quad (5.50)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,272 - 0,1 = 0,82 \text{ Ом} .$$

Принимаем длину соединительных проводов 45 м с алюминиевыми жилами, определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.51)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 45 \cdot 1,73}{0,82} = 1,66 \text{ мм}^2 .$$

Принимаем минимальное стандартное сечение 2,5 мм²

Выбор трансформатора напряжения.

Примем трансформатор напряжения ЗНОЛ-35.

Трансформатор напряжения выбирается по следующим условиям:

1) Напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (5.52)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

2) Конструкции и схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки

3) Вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \quad (5.53)$$

Данные о вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу 12.

Таблица 12 - Данные по вторичной нагрузке трансформатора напряжения

Название приборов	Тип приборов	Потребляемая мощность катушки	Количество катушек	Cosφ	Sinφ	Количество приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Амперметр	EQ72-х	2	1	1	0	1	2	-
Счетчик активной энергии	WQR96	2,5	2	0,34	0,94	1	1,7	4,7
Счетчик реактивной энергии	WQ2R96	2,5	2	0,34	0,94	1	1,7	4,7
Итого							5,4	9,4

Суммарная полная мощность:

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}, \quad (5.54)$$

$$S_2 = \sqrt{9,4^2 + 5,4^2} = 10,84 \text{ ВА}.$$

Значит выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ-35 подходит так как:

$$S_{2\Sigma} = 10,84 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 60 \text{ ВА}$$

Выбор ОПН

ОПН-П-35 УХЛ1

Выбираем по напряжению сети:

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}, \quad (5.55)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Выбор гибких шин.

Шины 35 кВ выполняем гибкими проводами.

1) Определяем расчетные токи:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (5.56)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 625 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (5.57)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 875 \text{ (А)}.$$

2) Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_э = 1,3 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$:

$$S_э = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_э}, \quad (5.58)$$

$$S_э = \frac{625}{1,3} = 480 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем АС-500/64: $S=500 \text{ мм}^2$, $d=30,6 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 945 \text{ А}$.

3) Проверяем провода по длительному допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 875 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 945 \text{ А}$$

Из-за того, что шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе, то проверка на термическое действие тока КЗ не нужна.

Также не производится проверка на электродинамическую стойкость, так как $I_{\text{n.o}} \leq 20 \text{ кА}$.

При напряжении 35 кВ и выше необходимо проверять на условия коронирования.

4) Начальная максимальная напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot 1 + \frac{0,299}{r_0}, \quad (5.59)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 + \frac{0,299}{1,53} = 30,88 \text{ (кВ/см)},$$

где $r_0 = 1,53$ – радиус провода, см; m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$).

5) Напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \frac{D_{\text{ср.г}}}{r_0}}, \quad (5.60)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 37}{1,53 \cdot \log \frac{1,26 \cdot 200}{1,53}} = 3,87 \text{ (кВ/см)},$$

где U – линейное напряжение, кВ; $D_{\text{ср.г}} = 1,26 \cdot 200$ см – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз при горизонтальном расположении фаз.

6) Условие отсутствие короны записываем в виде:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.61)$$

$$1,07 \cdot 3,87 \leq 0,9 \cdot 30,88,$$

$$4,14 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 27,79 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Из условия выше можно сделать вывод, что провод АС-500/64 не коронирует.

Выбор аппаратов на стороне НН

Проверка выключателя

Выключатель проверяется по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} \quad (5.62)$$

2) Номинальному току:

$$I_{\text{ном.дл}} \leq I_{\text{ном}} \quad (5.63)$$

3) Отключающей способности:

$$I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (5.64)$$

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}. \quad (5.65)$$

4) Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{н,о}} \leq I_{\text{прс}}, \quad (5.66)$$

$$i_{уд} \leq i_{прс} \cdot \quad (5.67)$$

5) Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (5.68)$$

Расчетные и каталожные данные выключателя ВВУ-10 сведены в таблице

13.

Таблица 13 - Расчетные и каталожные данные выключателя ВВУ-10

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 3082 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{н,о}^{(3)} = 11,41 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$
$i_{а,т} = 3,4 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 43 \text{ кА}$
$I_{н,о}^{(3)} = 11,41 \text{ кА}$	$I_{прс} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 30,56 \text{ кА}$	$i_{прс} = 127,5 \text{ кА}$
$B_k = 39,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ВВУ-10 удовлетворяет данным параметрам.

Выбор трансформатора тока

Проверка трансформатора тока ТОЛ-10

Трансформатор тока проверяется по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (5.69)$$

2) Номинальному длительному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном} \quad (5.70)$$

3) Электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (5.71)$$

4) Термической стойкости:

$$B_k \leq B_{к.ном} \quad (5.72)$$

Расчетные и каталожные данные трансформатора тока сведены в таблице

14.

Таблица 14 - Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 3082 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 19.75 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 153 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 39.92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 180 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ТОЛ-10-удовлетворяет данным параметрам.

Данные о вторичной нагрузке трансформатора тока сведены в таблице 15.

Таблица 15 – Данные по вторичной нагрузке трансформатора тока ТОЛ-10

Название прибора	Тип прибора	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	EQ72-х	0,8	0,8	0,8
Счетчик активной энергии	WQR96	4	4	4
Счетчик реактивной энергии	WQ2R96	4	4	4
Итого		8,8	8,8	8,8

Сопротивление приборов одной фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.73)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{8,8}{5^2} = 0,352 \text{ Ом} .$$

Сопротивление контактов $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$, тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (5.74)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,6 - 0,352 - 0,1 = 1,14 \text{ Ом} .$$

Принимая длину соединительных проводов 35 м с алюминиевыми жилами, определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.75)$$

$$S = \frac{0,0245 \cdot 45 \cdot 1,73}{1,14} = 1,67 \text{ мм}^2 .$$

Принимаем минимальное стандартное сечение 2,5 мм².

Выбор ОПН

ОПН-10 УХЛ1.

Выбираем по напряжению сети:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (5.76)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Выбор трансформатора напряжения.

Примем трансформатор напряжения НАЛИ-10.

Трансформатор напряжения выбирается по следующим условиям:

1) Напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (5.77)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

2) Конструкции и схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки

3) Вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \quad (5.78)$$

Данные о вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Данные по вторичной нагрузке трансформатора напряжения

Название приборов	Тип приборов	Потребляемая мощность катушки, В·А	Количество катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Количество приборов	Общая потребляемая мощность	
							P,Вт	Q,вар
Амперметр	EQ72-х	2	10	1	0	1	20	-
Счетчик активной энергии	WQR96	2,5	10	0,34	0,94	1	8,5	23,5
Счетчик реактивной энергии	WQ2R96	2,5	10	0,34	0,94	1	8,5	23,5
Итого							17	47

Общая полная мощность:

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}, \quad (5.79)$$

$$S_2 = \sqrt{17^2 + 47^2} = 49,9 \text{ ВА} .$$

Значит выбранный трансформатор напряжения НАЛИ-10 подходит, так как:

$$S_{2\Sigma} = 49,9 < S_{\text{ном}} = 100 \text{ ВА} .$$

6 Выбор основных конструктивных решений

Выбор оборудования и сооружений понизительной подстанции производят на основе параметров и принятой электрической схемы соединений. Появляется необходимость удешевления и упрощения понизительной подстанции, в связи с чем используются крупные узлы конструкций заводского изготовления.

На ВН располагается открытое распределительное устройство, соединительные шины выполнены голыми незащищенными проводами. Устанавливаются порталы для крепления проводов, которые выполняются из железобетона. Благодаря использованию изоляционных расстояний между токоведущими частями и заземленными достигается надежность распределительного устройства. А из-за того, что токоведущие части находятся на большой высоте, достигается безопасность обслуживания.

На низкой стороне устанавливается ЗРУ в виде ячеек КРУН – 10. Сооружается общеподстанционный пост управления подстанции (ОПУ). В здании ОПУ монтируются панели управления, релейной защиты, щиты собственных нужд, устройства связи, мастерские для работников.

Силовые и контрольные кабели прокладываются в наземных каналах.

Территорию подстанции ограждают забором, вдоль которого устанавливаются молниеотводы и прожекторные мачты.

7 Релейная защита

Наиболее опасными видами повреждения КЗ являются междуфазные на выводах, а также внутри бака, появляются большие токи в трансформаторе и сильно падает напряжение сети.

Очень часто возникают витковые замыкания, которые протекают с небольшими токами в наружных выводах, когда в месте КЗ достигают больших значений. Для такого рода КЗ устанавливается продольная диф.защита, которая немедленно отключает трансформатор.

Расчет первичных токов силового трансформатора:

$$I_{\text{НОМВ}} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.1)$$

$$I_{\text{НОМВ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А} .$$

Так как мощность обмоток СН и НН составляет 66,7 % от номинальной то:

$$I_{\text{НОМС}} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.2)$$

$$I_{\text{НОМС}} = \frac{40000 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 400,5 \text{ (А)},$$

$$I_{\text{НОМН}} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.3)$$

$$I_{\text{НОМН}} = \frac{40000 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1402 \text{ (А)}.$$

Схемы соединения обмоток трансформатора тока на высокой и средней стороне в треугольник, а на низкой стороне в звезду.

Расчет первичных токов с учетом коэффициента трансформации:

$$I_1 = I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}, \quad (7.4)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы для соединения обмоток трансформатора в звезду равен 1, а для соединения обмоток трансформатора в треугольник равен $\sqrt{3}$.

$$I_1^{\text{В}} = 201 \cdot 1 = 201 \text{ (А)},$$

$$I_1^{\text{С}} = 400,5 \cdot 1 = 400,5 \text{ (А)},$$

$$I_1^{\text{Н}} = 1402 \cdot \sqrt{3} = 2425 \text{ (А)}.$$

Коэффициенты трансформации:

$$n_{TA1} = 300/5,$$

$$n_{TA1} = 900/5,$$

$$n_{TA1} = 3200/5.$$

Расчет вторичных токов трансформаторов тока:

$$i_2 = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{n_{та}}, \quad (7.5)$$

$$i_2^B = \frac{201 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 3,35 \text{ А},$$

$$i_2^C = \frac{400,5 \cdot 1}{\frac{900}{5}} = 2,25 \text{ А},$$

$$i_2^H = \frac{1402 \cdot \sqrt{3}}{\frac{3200}{5}} = 3,78 \text{ А}.$$

Продольная дифференциальная защита.

Продольная диф. защита выполнена на реле типа ДЗТ-11. Данное реле используется для дифференциальной защиты одной фазы силовых трансформаторов.

Данная защита предназначена от всех видов короткого замыкания в обмотках и на выводах, также от витковых замыканий. В ДЗТ - 11 присутствует тормозная обмотка, для правильности срабатывания защиты. Для нашего трансформатора ТДТН-40000 110/35/10 тормозную обмотку подключим на сумму токов ВН и СН.

Низкая сторона принимается за основную, так как она имеет наибольший вторичный ток в плече защиты. НН. Все расчетные данные сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Продольная дифференциальная защита

Описание	Формула	Расчет
Минимальный ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания	$I_{сз.min} = K \cdot I_{ном}^H$ где K – коэффициент отстройки	$I_{сз.min} = 1.5 \cdot 1402 = 2103 \text{ (A)}$
Ток срабатывания реле для основной стороны (стороны с наибольшим вторичным током в плече защиты)	$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{n_{ТАЗ}}$	$I_{ср.осн} = \frac{2103 \cdot 1}{\frac{3200}{5}} = 3,28 \text{ A}$
Расчетное число витков обмотки НТТ реле для основной стороны	$\omega_{оснр} = \frac{F_{с.р.}}{I_{ср.осн}}$	$\omega_{оснр} = \frac{100}{3,28} = 30,4$ Примем число витков на расчетной стороне $\omega_{осн} = 31$
Число витков обмотки НТТ реле для не основных сторон 110 кВ и 35 кВ	$\omega_{не.оснр1} = \frac{i_{2осн}^H}{i_{2неосн}^C} \cdot \omega_{осн}$ $\omega_{не.оснр2} = \frac{i_{2осн}^H}{i_{2неосн}^B} \cdot \omega_{осн}$	$\omega_{не.оснр1} = \frac{3,78}{2,25} \cdot 31 = 52,08$ $\omega_{не.оснр1} = \frac{3,78}{3,35} \cdot 31 = 34,9$ Примем число витков для СН : $\omega_{н1} = 53$ А для ВН: $\omega_{н2} = 35$
Результирующий ток в тормозной обмотке, приведённый к расчётной стороне	$I_{торм.нн} = I_{110}^{(3)} - I_{35}^3 \cdot \frac{i_2^c}{i_2^B}$ где $I_{110}^{(3)}$ и I_{35}^3 – трехфазные токи на сторонах 110 и 35 кВ	$I_{торм.нн} = 7170 - 4540 \cdot \frac{2,25}{3,35} = 4120,7 \text{ (A)}$
Первичный ток небаланса	$I_{нб.рас.нн} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{110}^{(3)} + \Delta U_a \cdot k_{ток a} + \Delta U_\beta \cdot k_{ток \beta} \cdot I_{110}^{(3)} + \frac{W_{не.оснр1} - W_{н1}}{W_{не.оснр1}} + \frac{W_{не.оснр2} - W_{н2}}{W_{не.оснр2}} \cdot I_{110}^{(3)}$	$I_{нб.рас.нн} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7170 + 0,16 \cdot 0,5 + 0,05 \cdot 0,5 \cdot 7170 + \frac{52,08 - 53}{52,08} \cdot 0,5 + \frac{34,9 - 35}{34,9} \cdot 1 \cdot 7170 = 1548,72 \text{ (A)}$

	<p>где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; $k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε – относительное значение полной погрешности; ΔU_a , ΔU_β – относительные значения половины суммарного диапазона на ВН, СН; $k_{ток a}$, $k_{ток \beta}$ – коэффициенты токораспределения на ВН, СН.</p>	
<p>Число витков тормозной обмотки НТТ реле для не основной стороны</p>	$\omega_{\text{торм.нн}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.рас.нн}} \cdot \omega_{\text{оснр}}}{I_{\text{торм.нн}} \cdot \text{tg} \alpha},$ <p>где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки ; $\text{tg} \alpha$ – тангенс угла α, наклона касательной к оси абсцисс.</p>	$\omega_{\text{торм.нн}} = \frac{1,5 \cdot 1548,7 \cdot 30,4}{4120,7 \cdot 0,75} = 22,8$
<p>Чувствительность защиты при отсутствии торможения</p>	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^2}{I_{\text{сз.мин}}^2},$ <p>где $I_{\text{к.мин}}^2$ – двухфазный ток короткого замыкания на стороне 35 кВ.</p>	$K_{\text{ч}} = \frac{3930}{2103} = 1,86 \geq 1,5$
<p>Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне ВН</p>	$i_{\text{раб.вн}} = \frac{I_{110}^{(2)} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА1}}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}$	$i_{\text{раб.вн}} = \frac{6200 \cdot 1}{300/5} \cdot \frac{11}{115} = 9,88 \text{ (A)}$

Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне СН	$i_{\text{раб.сн}} = \frac{I_{35}^{(2)} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА2}}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{сн}}}$	$i_{\text{раб.сн}} = \frac{3930 \cdot 1}{900/5} \cdot \frac{11}{38,5} = 6,23 \text{ (A)}$
Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне НН	$i_{\text{раб.нн}} = \frac{I_{10}^{(2)} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА3}}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}$	$i_{\text{раб.нн}} = \frac{9870 \cdot 1,73}{3200/5} \cdot \frac{11}{115} = 2,55 \text{ (A)}$
Рабочая МДС НТТ реле	$F_{\text{раб}} = \sum_{i=1}^n i_{\text{раб}} \cdot \omega_i$	$F_{\text{раб}} = 31 \cdot 2,55 + 53 \cdot 6,23 + 35 \cdot 9,88 = 755 \text{ (A)}$
Тормозная МДС НТТ реле	$F_{\text{торм}} = i_{\text{торм р}} \cdot \omega_T$	$F_{\text{торм}} = 2,55 \cdot 23 = 58,6 \text{ (A)}$
Коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{раб}}}{F_{\text{раб ср}}},$ где $F_{\text{раб ср}}$ – магнитодвижущая сила срабатывания реле	$k_{\text{ч}} = \frac{755}{240} = 3,14 \geq 1,5$

Газовая защита.

С целью защиты от замыканий внутри бака силового трансформатора и в РПН, которые сопровождаются выделением газа, устанавливаются газовые реле. Они располагаются между баком трансформатора и расширителем, выполняются двухступенчатыми, действуют на сигнал и отключение. Газовая защита отсека РПН действует только на отключение.

Максимальная токовая защита с пуском по напряжению.

МТЗ с пуском по напряжению – это защита от многофазных внешних коротких замыканий. Основная защита выполняется на низкой стороне.

Расчетные данные МТЗ сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – МТЗ с пуском по напряжению

Описание	Формула	Сторона 110 кВ	Сторона 35 кВ	Сторона 10 кВ
Ток срабатывания защиты	$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{НОМ}^H,$ <p>где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки; K_B – коэффициент возврата реле тока.</p>	$I_{сз} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 200 = 300(A)$	$I_{сз} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 400,5 = 600,7 \text{ A}$	$I_{сз} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1402 = 2103 (A)$
Ток срабатывания реле	$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{n_{ТА}} \cdot I_{сз}$	$I_{ср} = \frac{1}{300/5} \cdot 300 = 5 (A)$	$I_{ср} = \frac{1}{900/5} \cdot 600,7 = 3,37 (A)$	$I_{ср} = \frac{1,73}{3200/5} \cdot 2103 = 5,68 (A)$
Коэффициент чувствительности	$K_q = \frac{I_{к.min}^2}{I_{сз.min}}$	$K_q = \frac{6200}{300} = 20,6 \geq 1,5$	$K_q = \frac{3930}{600,7} = 6,54 \geq 1,5$	$K_q = \frac{9870}{2103} = 4,69 \geq 1,5$
Реле тока		РТ 40/10 5..10 А	РТ 40/6 1,5..6 А	РТ 40/10 5..10 А
Время срабатывания защиты	$t_{сз} = t'_{сз} + \Delta t$	$t_{сз} = 5,5 + 0,5 = 6 (с)$	$t_{сз} = 5 + 0,5 = 5,5 (с)$	$t_{сз} = 5 (с)$
Коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения	$K_V = \frac{U_{1НОМ}^H}{U_{2НОМ}}$	$K_{V1} = \frac{110000}{100}$	$K_{V2} = \frac{35000}{100}$	$K_{V3} = \frac{10000}{100}$
Напряжение срабатывания защиты	$U_{сз} = 0,9 \cdot U_{НОМ}^H \cdot \frac{K_B}{K_{отс}}$	$U_{сз} = 0,9 \cdot 110 \cdot \frac{1,2}{1,2} = 99 (кВ)$	$U_{сз} = 0,9 \cdot 35 \cdot \frac{1,2}{1,2} = 31,5 (кВ)$	$U_{сз} = 0,9 \cdot 10 \cdot \frac{1,2}{1,2} = 9 (кВ)$

Напряжение срабатывания реле	$U_{cp} = \frac{U_{сз}}{K_V}$	$U_{cp} = \frac{99000}{110000/100} = 90 \text{ (В)}$	$U_{cp} = \frac{31500}{35000/100} = 90 \text{ (В)}$	$U_{cp} = \frac{9000}{10000/100} = 90 \text{ (В)}$
Реле напряжения		РН 54/160	РН 54/160	РН 54/160

Для выбора параметров срабатывания токовых защит рассчитали максимальные токи в защите, а для оценки чувствительности – минимальные.

Произвели расчет дифференциальной защиты и выбрали реле типа ДЗТ-11 с коэффициентом чувствительности больше 1,5.

У МТЗ коэффициент чувствительности защиты также удовлетворяет необходимым условиям. На высокой стороне коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} = 20,6$, на стороне СН $K_{\text{ч}} = 6,54$, а на НН $K_{\text{ч}} = 4,69$.

8 Выбор оперативного тока

Оперативный ток на подстанциях применяется для питания вторичных устройств, к которым можно отнести системы управления коммутационных аппаратов, оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, сигнализации.

Главное требование к источникам оперативного тока в том, что они должны быть готовы действовать в любых условиях: во время короткого замыкания, во время других ненормальных режимов в цепях главного тока.

На подстанциях в роли источников постоянного оперативного тока, для систем питания оперативных цепей используют аккумуляторные батареи.

Для переменного оперативного тока используют трансформаторы тока, напряжения и трансформаторы собственных нужд. Также применяют конденсаторы в роли дополнительных источников питания импульсного действия. Для выпрямленного оперативного тока применяются блоки питания и выпрямительные устройства.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений. Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35-220/6(10) и 110-220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне ВН, когда выключатели СН и НН с пружинными приводами. Выпрямленный оперативный ток используется на 35-220/6(10) и 110-220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне ВН, когда выключатели СН и НН оснащены электромагнитными приводами.

9 Собственные нужды подстанции

Для собственных нужд понизительной подстанции используются специальные трансформатора. Их количество зависит от ответственности потребителей собственных нужд.

К потребителям собственных нужд понизительной подстанции относятся оперативные цепи переменного и выпрямленного тока, системы охлаждения трансформаторов, устройства РПН, система охлаждения СК, освещение, устройства электроподогрева помещений аккумуляторных батарей, выключателей, разъединителей, КРУН, вентиляция.

Данные собственных нужд приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Данные собственных нужд

№ п/п	Наименование потребителей	Мощность, кВт
1	Системы охлаждения трансформаторов	4
2	Электроподогрев аккумуляторных батарей, приводов разъединителей, выключателей	0,7
3	Освещение ОРУ	5
4	Отопление, освещение, вентиляция: КРУН, совмещ. с ОПУ	10
5	Здания разъездного персонала	5,5
6	Оперативные цепи переменного и выпрямленного тока	9
Итого:		33,1
С учетом коэффициента загрузки:		0,7
Всего:		23,9

Исходя из полученной мощности в таблице 10, выбираем два трансформатора собственных нужд мощностью 2хТСН–25 кВА.

10 Система измерений на подстанции

На понизительных подстанциях используют контрольно-измерительные приборы, которые устанавливаются на щитах управления для того, чтобы контролировать режимы работы основного и вспомогательного оборудования. Их размещение представлено на главной электрической схеме подстанции, а перечень установленных приборов на понизительной подстанции приведен в таблице 20.

Таблица 20 - Перечень установленных измерительных приборов на подстанции

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Понизительный трехобмоточный трансформатор	ВН, СН, НН	Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии
Секционный выключатель		Амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор
Линия 10 кВ		Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю
Линия 110 кВ		Амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях
Сборные шины 35 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений
Трансформатор собственных нужд	ВН, НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии

11 Расчет заземления подстанции

В целях безопасности необходимо заземлять, т.е. соединять с землей все металлические части электроустановок, которые не находятся под напряжением. Для этого используют естественные и искусственные заземлители.

В зависимости от места размещения заземляющих устройств относительно заземляемого оборудования выделяют два типа таких устройств: выносное и контурное.

В первом случае заземлитель выносится за пределы площадки, на которой располагается заземляемое оборудование, а при контурном заземлении электроды заземлителя размещают по периметру площадки, либо внутри ее.

Корпуса электроустановок, которые располагаются на открытом воздухе присоединяют к заземлителю проводами. Если они находятся в закрытом распределительно устройстве, то необходимо прокладывать магистраль заземления, к которой нужно присоединить заземляющие провода.

Заземлители располагают в ряд, либо по контуру на глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остается примерно 0,5-0,8 м. А расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5-3 м.

Расчет заземления производится для определения сопротивления сооружаемого контура заземления при его эксплуатации, его размеры и форму.

Заземление предназначено для снижения напряжения прикосновения до безопасной величины. Благодаря заземлению, опасный потенциал уходит в землю, защищая человека от поражения электрическим током.

Величина тока стекания в землю зависит от сопротивления заземляющего контура. Когда сопротивление меньше, то будет меньше потенциал на корпусе поврежденного ЭУ.

Рассчитаем заземляющее устройство для подстанции 110/35/10 кВ: площадью 70 м на 42 м; вид грунта чернозем $\rho_{гр} = 20$ (Ом · м).

Нормируемое сопротивление заземляющего устройства на стороне 0,4 кВ должно быть 4 Ом, которое и будет определяющим для расчета.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта:

$$R_3 = \frac{\rho_{\text{гр}}}{100} \cdot R_3, \quad (11.1)$$

$$R_3 = \frac{20}{100} \cdot 4 = 0,8 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{2\pi \cdot L} \cdot \left(\log\left(\frac{2L}{d}\right) + \frac{1}{2} \log\left(\frac{4t'+L}{4t'-L}\right) \right), \quad (11.2)$$

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot 34}{3} \cdot \left(\log\frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \log\frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 9,33 \text{ (Ом)},$$

$$\rho_{\text{расч.в}} = K_c \cdot \rho_{\text{гр}}, \quad (11.3)$$

$$\rho_{\text{расч.в}} = 1,7 \cdot 20 = 34 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где K_c - значение коэффициента сезонности для климатической зоны II; L - длина вертикального заземлителя, м; d - диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки b) принимается:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (11.4)$$

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,048 \text{ м},$$

$$t = t_0 + 0,5 \cdot L, \quad (11.5)$$

$$t = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ (м)}.$$

где t_0 - глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;

Найдем количество вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} \cdot R_3}, \quad (11.6)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{9,33}{0,6 \cdot 0,8} = 19,43 \text{ шт},$$

где $\eta_{\text{в}}$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру.

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимаем к установке 20 шт.

Длина горизонтального заземлителя (полосы):

$$l_{\Gamma} = a \cdot n_{\text{В}}, \quad (11.7)$$

$$l_{\Gamma} = 3 \cdot 20 = 60(\text{м}).$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.Г}}}{l} \cdot \log \frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_0}, \quad (11.8)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 70}{60} \cdot \log \frac{2 \cdot 60^2}{0,05 \cdot 0,7} = 2,26 (\text{Ом}),$$

где

$$\rho_{\text{расч.Г}} = K_c \cdot \rho_{\text{Гр}}, \quad (11.9)$$

$$\rho_{\text{расч.Г}} = 3,5 \cdot 20 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования:

$$R'_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{n_{\Gamma}}, \quad (11.10)$$

$$R'_{\Gamma} = \frac{2,26}{0,45} = 5,04 (\text{Ом}).$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_{\text{В}} = \frac{R'_{\Gamma} \cdot R_{\text{Н}}}{R'_{\Gamma} - R_{\text{Н}}}, \quad (11.11)$$

$$R'_{\text{В}} = \frac{5,04 \cdot 30}{5,23 - 30} = 6,07 (\text{Ом}).$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{R_{\text{В}}}{R'_{\text{В}} - n_{\text{В}}}, \quad (11.12)$$

$$n = \frac{9,33}{6,07 \cdot 0,2} = 7,68.$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции 8 шт. вертикальных заземлителей (уголков).

12 Молниезащита подстанции

Для защиты от поражения прямыми ударами молнии понизительной подстанции используют молниеотводы. Они классифицируются на стержневые и тросовые. Для защиты от ударов молнии в здания или электроустановки используют стержневые, а для защиты ЛЭП используются тросовые отводы.

Расчет защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зоны защиты, типов защиты и параметров.

На проектируемой понизительной подстанции применим двойной стержневой молниеотвод, так как расстояние между стержневыми молниеотводами не превышает предельного значения, т.е. $L \leq 4 \cdot h$.

Примем высоту молниеотвода равной $h=25$ м с надежностью защиты $\geq 99,5\%$. Тогда при расстоянии между молниеотводами $L=30$ м:

$$L_c = 2,5 \cdot h, \quad (12.1)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 25 = 62,5(\text{м}).$$

В таком случае граница зоны не имеет провеса, так как $L \leq L_c$, тогда $h_c = h_0$. Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами:

-высота конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (12.2)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 25 = 21,2 \text{ м}.$$

-радиус конуса на уровне земли:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (12.3)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м}.$$

Максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте $h_x = 6$ (м):

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (12.4)$$

$$r_x = \frac{30 \cdot (21,2 - 6)}{21,2} = 21,5 \text{ м}.$$

Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра произведен расчет электрических нагрузок подстанции и реконструирована электрическая часть понизительной подстанции.

Подстанция является двухтрансформаторной. Предлагается замена трансформаторов подстанции на более мощные трансформаторы ТДНТ-40000/110/35/10, которые были выбраны, исходя из технико-экономического сравнения.

Произведен расчет токов короткого замыкания, по которым выбраны соответствующие электрические аппараты и проводники.

Выбрано оборудование: разъединитель на высокой стороне - РНДЗ-110/1000 У1, на средней - РНДЗ-35/1000 У1; выключатель на высокой стороне - ВГТ – 110-40/3150 У1, на средней ВГБ – 35-12,5/1000 У1, на низкой – ВВУ-СЭЩ-10; трансформатор тока на напряжении 110 кВ - ТРГ 110, на напряжении 35 кВ – ТРГ 35, на напряжении 10 кВ – ТОЛ-СЭЩ-10-3200/5-У1; КРУН- КМ1-10-20У3 У1. Данное оборудование более эффективно, чем устаревшее.

Осуществлены основные конструктивные решения по подстанции, рассчитана релейная защита, произведен выбор оперативного тока и системы измерений на подстанции.

Также был проведен выбор трансформаторов для обеспечения собственных нужд подстанции (ТСН-25), рассчитано заземление и молниезащита подстанции.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. А.М. Меламед М.: НЦ ЭНАС, 2010.
2. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. –метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыкова. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 123 с.
3. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учебное пособие / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ – ИНФРА-М, 2006. – 479 с.
4. Быстрицкий, Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб. пособие для вузов / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – М.: Academia, 2006. – 174 с.
5. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006. – 49 с.
6. Степкина, Ю.В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Гриф УМО. – Тольятти: ТГУ, 2009, - 67 с.
7. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.В. Андреев. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. Шк., 2007. – 639 с.
8. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / И. П. Крючков. – Гриф МО. – М.: Academia, 2006. – 411 с.
9. Абрамова, Е.Я. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций: методические указания к курсовому и дипломному проектированию / Е.Я. Абрамова, С.К. Алешина. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2006. – 25 с.

10. Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Няшкова – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 576 с.
11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп./ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 608 с.
12. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 47 с.
13. Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
14. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ: в 6 т.: учеб. произв. издание Т. 4 / Е.Ф. Макаров. – М.: Папирус Про, 2006. – 637 с.
15. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3 / Под общ. ред. В.Г. Герасимова. – 9-е изд. – М.: Изд-во МЭИ, 2008. – 963 с.
16. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers [Электронный ресурс] / Nikolina Petkova. – Режим доступа: <http://www.temjournal.com/content/42/01/temjournal4201.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ.
17. Design of lightning arresters for electrical power system protection [Электронный ресурс] / Shehab Abdulwadood ALI. – Режим доступа: <http://advances.utc.sk/index.php/AEEEE/article/view/661/904>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ.
18. Implementation of Web Based Intelligent Substation Power Equipment Monitoring and Controlling System [Электронный ресурс] / E.Satyanaarayana Reddy. – Режим доступа: <http://www.ijettjournal.org/volume-4/issue-8/IJETT-V4I8P113.pdf>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ.

19. Predictive maintenance and modeling of Transformer [Электронный ресурс] / Ladani Dhaval H., Sandeep A. Mehta, Pallav Gandhi. – Режим доступа: <http://www.ijettjournal.org/volume-4/issue-4/IJETT-V4I4P336.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ.

20. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, R. Sudha– Режим доступа: <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C0673052312.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ.