

Аннотация

Объект реконструкции в выпускной квалификационной работе – электрическая часть понизительной трансформаторной подстанции «Южная» 110/6 кВ.

Основными задачами, поставленными для выполнения реконструкции, являются:

- расчет токов КЗ;
- изменение схемы РУ на стороне 110 кВ, для обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей;
- обновление коммутационной аппаратуры, в том числе замена морально устаревших многообъемных масляных выключателей со стороны 110 кВ;
- выбор высоковольтного и низковольтного оборудования на напряжения 110 кВ и 6 кВ соответственно;
- применение в ЗРУ 6 кВ современных шкафов КРУ заводского исполнения;
- выбор современной микропроцессорной РЗА;
- расчет и применение молниезащиты и заземления для обеспечения безопасности работы оборудования и персонала подстанции;

Выпускная квалификационная работа выполнена на 52 листах и содержит 18 таблиц и 14 рисунков. Графическая часть работы состоит из 6 чертежей на листах формата А1

Abstract

The title of the graduation work is Reconstruction of the electrical part of the step-down substation "Yuzhnaya" 110/6 kV. The key issue of the graduation project is ensuring high reliability of power supply to consumers, as well as optimal selection of high-voltage and low-voltage equipment. The work touches upon price expediency of choosing the commissioning of a power transformer, and among other things the safety of the working personnel and the substation itself by selecting and calculating grounding and lightning protection.

The graduation project may be divided into several logically connected parts which are calculation of short circuit currents. Choice of the scheme of the open switchgear. On the basis of the currents flowing in the circuit, electrification is selected. To ensure the protection of electrical equipment and personnel, as well as porters, a relay protection and automation system is used. At 35-110 kV stations it is desirable to use kiosk substation cabinets in closed switchgears.

In conclusion we'd like to stress, that the important tasks of the graduation project are the application of the student's acquired knowledge and skills during the study at the university, the ability to work with information sources, and the processing of the studied data. In this case, this is expressed in the optimal and correct reconstruction of the electrical part of the step-down substation.

The graduation project consists of an explanatory note on 52 pages, including 14 figures, 18 tables, including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание объекта реконструкции.....	6
2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции	8
3 Определение количества, типа и мощности силовых трансформаторов.....	10
4 Выбор электрической схемы подстанции	17
5 Расчёт токов короткого замыкания	18
6 Выбор электрических аппаратов и проводников	23
7 Выбор основных конструктивных решений по подстанции	35
8 Выбор и расчет РЗА.....	36
9 Выбор оперативного тока	42
10 Собственные нужды подстанции	44
11 Расчёт заземляющих устройств подстанции	45
12 Проектирование молниезащиты ПС	48
Заключение.....	50
Список использованных источников.....	51

Введение

По состоянию на 2016 год можно наблюдать возрастающее энергопотребление в единой энергосистеме России [1]. Что, в свою очередь, говорит о необходимости выработки, доставки и распределения все больших объемов электроэнергии. В связи с чем, возникает необходимость модернизации и реконструкции устаревших объектов электроэнергетики, таких как трансформаторные подстанции, для поддержания высокого уровня надежности электроснабжения, автоматизации процессов снятия и передачи показаний, а также внедрение микропроцессорной РЗА. Таким образом, тема выпускной квалификационной работы является актуальной.

В ВКР проведена реконструкция электрической части понизительной подстанции «Южная» 110/6 кВ. Местонахождение подстанции – г.о. Тольятти, Центральный район, ул. Баныкина, 31А.

В ВКР поочередно представлены пункты проведения реконструкции электрической части подстанции:

- анализ объекта реконструкции;
- расчет трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения;
- выбор высоковольтного и низковольтного оборудования;
- обеспечение безопасности электроэнергетической системы от ее поврежденных элементов, для сохранения нормальной работы всей ЭЭС путем установки микропроцессорной РЗА
- обеспечение защиты оборудования подстанции персонала, посредством молниезащиты и контуров заземления.

1 Описание объекта реконструкции

Объектом реконструкции в выпускной квалификационной работе является понизительная подстанция «Южная» 110/6 кВ. Дата ввода подстанции в эксплуатацию – 1977 год. Подстанция находится в г.о. Тольятти, Центральный район, ул. Баныкина, 31А в ведомстве Самарских распределительных сетей.

Климат в Тольятти умеренно континентальный. Минимальная температура в январе -16.2°C , а максимальная в июле $+26,1^{\circ}\text{C}$. Климатическое исполнение электрооборудования для данной климатической зоны – У.

Питание подстанции происходит по воздушным линиям от подстанций «Западная» и «Восточная», которые приходят на первый и второй силовые трансформаторы соответственно. Схема ОРУ 110 кВ выполнена по типу два блока с выключателями и выключателем в перемычке. На подстанции «Южная» напряжение низкой стороны 6 кВ. От обмоток низкого напряжения силовых трансформаторов запитаны первая и вторая секции шин низкого напряжения соответственно. На территории подстанции распределительное устройство низкого напряжения расположено в ЗРУ. На стороне 6 кВ предусмотрен автоматический ввод резерва.

Подстанция не имеет постоянного оперативно-дежурного персонала и обслуживается оперативно-выездными бригадами.

Потребители, питающиеся от подстанции, имеют, в большинстве своем, третью и вторую категорию надежности электроснабжения, однако стоит отметить наличие социально значимых объектов, представленных двумя больничными учреждениями и одним объектом связи.

Основное высоковольтное оборудование на стороне 110 кВ:

- Разъединители наружной установки РНДЗ-2-110/630 с 2 заземляющими ножами и РНДЗ-1Б-110/630 с одним заземляющим ножом;
- многообъемные масляные выключатели МКП-110М-1000/630-20У1;
- силовые трансформаторы ТДН-16000/110-79У1;

- ограничители перенапряжения ОПН-П ЗЭУ 110/88/10/650 УХЛ-1 и ОПН-П ЗЭУ 6/8,2/10/650 У-1;

-заземлители наружной установки ЗОН-110-М.

Многообъемные масляные выключатели МКП-110М-1000/630-20У1 являются морально устаревшим оборудованием подстанции.



Рисунок 1.1 – Баковый выключатель МКП-110

Достоинства данного выключателя:

- простота конструкции;
- встроенные трансформаторы тока на вводах;
- высокие параметры отключаемого тока.

К недостаткам этого выключателя можно отнести:

- большие габариты;
- сложность монтажа и перевозки;
- большая масса трансформаторного масла;
- вызрыво- и пожароопасность;

2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции

Вычисление нагрузок, приходящихся на подстанцию, позволяет определить ключевые параметры для последующего оптимального выбора схемы подстанции и электротехнического оборудования.



Рисунок 2.1 – График активной нагрузки за год



Рисунок 2.2 – График полной нагрузки за год

Значение потребляемой электроэнергии потребителями по подстанции в целом:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} W_{ПС} &= 20,13 \cdot 366 + 18,51 \cdot 549 + 16,04 \cdot 915 + 14,91 \cdot 364 \\ &+ 13,91 \cdot 732 + 13,71 \cdot 546 + 11,88 \cdot 910 + 11,64 \cdot 915 + 10,30 \cdot 728 \\ &+ 8,62 \cdot 910 + 7,83 \cdot 915 + 5,8 \cdot 910 = 104547,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Найдем величину длительности максимальной годовой нагрузки на подстанции по формуле 2.2:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{\max}} \quad (2.2)$$

$$T_m = \frac{104547,64}{20,13} = 5193,62 \text{ ч}$$

Определим коэффициент заполнения - $K_{зан}$ графика нагрузки (рисунок 2.1) по формуле 2.3:

$$K_{зан} = \frac{T_m}{8760} \quad (2.3)$$

$$K_{зан} = \frac{5193,62}{8760} = 0,59$$

3 Определение количества, типа и мощности силовых трансформаторов

Для обеспечения надежности электроснабжения в качестве базового варианта предусматривается установка двух силовых трансформаторов, которые позволяют произвести резервирование электроснабжения потребителей в случае необходимости.

Определим номинальную мощность силового трансформатора с учетом 40% перегрузки:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{max ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер}} \quad (3.1)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{21,92 \cdot 0,81}{1,4} = 12,68 \text{ МВА}$$

Проведем технико-экономический анализ двух трансформаторов большего напряжения $S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1} > S_{ном.Т}$. На основании полученного значения приведенных затрат осуществим выбор оптимального трансформатора. Для анализа выбираем трансформаторы ТДН-16000/110/6-УХЛ1 и ТДН-25000/110/6-УХЛ1.

Таблица 3.1 – Данные из каталога для силового трансформатора ТДН-16000/110/6-УХЛ1

Тип	$S_{ном.Т}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		ΔP_K , кВт	ΔP_x , кВт	$u_{кз}$, %	I_x , %
		ВН	НН				
ТДН- 16000/110/6	16	115	6,3	83	12	12	0,3

Вычислим коэффициент загрузки обмоток ТДН-16000/110/6-УХЛ1:

$$k_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} = \frac{15,34}{16} = 0,96 \quad (3.2)$$

Вычислим приведенные потери мощности в трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_\kappa \quad (3.3)$$

$$P'_T = 14,4 + 0,96^2 \cdot 167 = 167,91 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.4)$$

$$P'_x = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ кВт}$$

где κ_{un} - коэффициент изменения потерь. Принимаем $\kappa_{un} = 0,05$;

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ квар},$$

где I_x – ток х.х. трансформатора, % .

Определим приведенные потери активной мощности КЗ обмоток двухобмоточного трансформатора:

$$P'_\kappa = \Delta P_\kappa + \kappa_{un} \cdot Q_\kappa \quad (3.5)$$

$$P'_\kappa = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ МВт}$$

где ΔP_κ - потери мощности КЗ трансформатора (мВт).

Рассчитаем потери реактивной мощности двухобмоточного трансформатора в режиме КЗ из выражений:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ квар};$$

Используя данные, собранные в годовом графике нагрузок, вычислим потери в обмотках силового трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.в} \cdot k_{3.в.i}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Занесем полученные расчетным путем данные по потерях электроэнергии в обмотках трансформатора в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчетные данные при использовании трансформаторов ТДН-16000/110/6-УХЛ1

i	S_{Bi}, MBA	$k^2_{3.6i}$	T_i	n_i	$\Delta W_{xi}, \kappa Bm \cdot ч$	$\Delta W_{\kappa.6i}, \kappa Bm \cdot ч$
1	21,92	1,37	366	2	10540,8	57359,94
2	20,15	1,26	549	2	15811,2	72705,78
3	17,46	1,09	915	2	26352	90982,13
4	16,23	1,01	364	2	10483,2	31274,11
5	15,14	0,95	732	2	21081,6	54727,97
6	14,93	0,93	546	2	15724,8	39697,1
7	12,93	0,81	910	2	26208	49623,22
8	12,67	0,79	915	2	26352	47909,41
9	11,21	0,70	728	2	20966,4	29839,33
10	9,38	0,59	910	2	26208	26115,21
11	8,52	0,53	915	2	26352	21664,41
12	6,31	0,39	910	1	13104	23636,14
					$\Sigma \Delta W_x = 239184$	$\Sigma \Delta W_{\kappa.6} = 545534,76$
					$\Sigma \Delta W_{\kappa} = 784718,76$	

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{\varepsilon.ЛС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} \quad (3.7)$$

$$S_{\varepsilon.ЛС} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{14,4}{167}} = 6,64 \text{ MBA}$$

Выбор трансформаторов производится, исходя из экономического обоснования, с помощью метода приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_{\varepsilon} + I_o, \quad (3.8)$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования;

I_{ε} – цена потерь электроэнергии в трансформаторе за год;

I_o – годовые отчисления, руб.

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 5849000 = 549806 \text{ руб.},$$

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ис}} \cdot \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) = 748718,76 \cdot \left(\frac{2,85}{5193,62} + 1,41 \right) = 1106884 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 5849000 + 549806 + 1106884 = 2534040 \text{ руб.}$$

Рассмотрим вариант подстанции с трансформаторами типа ТДН-25000/110/6-УХЛ1, каталожные данные которых представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Данные из каталога для силового трансформатора ТДН-25000/110/6-УХЛ1

Тип	$S_{\text{ном.Т}},$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$u_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$
		ВН	НН				
ТДН-25000/110/6	25	115	6,3	120	19	10,5	0,23

Вычислим коэффициент загрузки обмоток ТДН-25000/110/6-УХЛ1:

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{15,34}{25} = 0,61 \quad (3.9)$$

Вычислим приведенные потери мощности в трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k \quad (3.10)$$

$$P'_T = 21,88 + 0,61^2 \cdot 251,25 = 116,47 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_x, \quad (3.11)$$

$$P'_x = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,88 \text{ кВт}$$

где $\kappa_{\text{ин}}$ - коэффициент изменения потерь. Принимаем $\kappa_{\text{ин}} = 0,05$.

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар},$$

где I_x – ток х.х. трансформатора, % .

Определим приведенные потери активной мощности КЗ обмоток двухобмоточного трансформатора:

$$P'_\kappa = \Delta P_\kappa + \kappa_{un} \cdot Q_\kappa \quad (3.12)$$

$$P'_\kappa = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,25 \text{ MBm}$$

где ΔP_κ - потери мощности КЗ трансформатора (мВт).

Рассчитаем потери реактивной мощности двухобмоточного трансформатора в режиме КЗ из выражений:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625 \text{ квар};$$

Используя данные, собранные в годовом графике нагрузок, вычислим потери в обмотках силового трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k. \vartheta i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa. \vartheta} \cdot k_{3. \vartheta i}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Занесем полученные расчетным путем данные по потерях электроэнергии в обмотках трансформатора в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные данные при использовании трансформаторов ТДН-25000/110/6-УХЛ1

i	$S_{Bi}, \text{ MVA}$	$k_{3. \vartheta i}^2$	T_i	n_i	$\Delta W_{xi}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{k. \vartheta i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$
1	21,92	0,88	366	2	16012,50	35347,46
2	20,15	0,81	549	2	24018,75	44804,18
3	17,46	0,70	915	2	40031,25	56066,78
4	16,23	0,65	364	2	15925,00	19272,34
5	15,14	0,61	732	2	32025,00	33725,54
6	14,93	0,60	546	2	23887,50	24462,92

Продолжение таблицы 3.4

i	S_{Bi}, MVA	$k_{3.6i}^2$	T_i	n_i	$\Delta W_{xi}, \kappa Bm \cdot ч$	$\Delta W_{\kappa.6i}, \kappa Bm \cdot ч$
7	12,93	0,52	910	2	39812,50	30579,79
8	12,67	0,51	915	2	40031,25	29523,67
9	11,21	0,45	728	2	31850,00	18388,18
10	9,38	0,38	910	1	19906,25	32186,45
11	8,52	0,34	915	1	20015,63	26700,93
12	6,31	0,25	910	1	19906,25	14565,53
					$\Sigma \Delta W_x = 323421,88$	$\Sigma \Delta W_{\kappa.6} = 365623,77$
					$\Sigma \Delta W_{\kappa} = 689045,64$	

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{э.ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} \quad (3.14)$$

$$S_{э.ПС} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{21,88}{251,25}} = 10,43 \text{ MVA}$$

Выбор трансформаторов производится, исходя из экономического обоснования, с помощью метода приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_{э} + I_o, \quad (3.15)$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования;

$I_{э}$ – цена потерь электроэнергии в трансформаторе за год;

I_o – годовые отчисления, руб.

$$I_o = p_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 6900000 = 648600 \text{ руб.},$$

$$I_{э} = \Delta W_{ПС} \cdot \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) = 689045,64 \cdot \left(\frac{2,85}{5193,62} + 1,41 \right) = 971932,47 \text{ руб.},$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 6900000 + 648600 + 971932,47 = 2655532,5 \text{ руб.}$$

Расчеты показывают, что первый вариант имеет наименьшие приведенные затраты. Выбираем использование трансформаторов ТДН-16000/110/6-УХЛ1.

4 Выбор электрической схемы подстанции

Понижительная подстанция «Южная» 110/6 кВ является тупиковой подстанцией. На подстанцию приходит по воздушной линии 110 кВ с подстанции «Западная» и «Восточная». Подстанция оборудована двумя трансформаторами ТДН-16000/110/6-УХЛ1.

На основании имеющихся данных выбираем схему ОРУ по типу «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [2].

Данная схема ОРУ 110 кВ занимает минимальные отчуждаемые площади, является наиболее дешевой при условии двух приходящих линий и двух трансформаторов. Так же представленная схема является лучшей, при рассмотрении ее с позиции надежности и экономичности для тупиковой подстанции с использованием элегазовых выключателей с пружинным приводом.

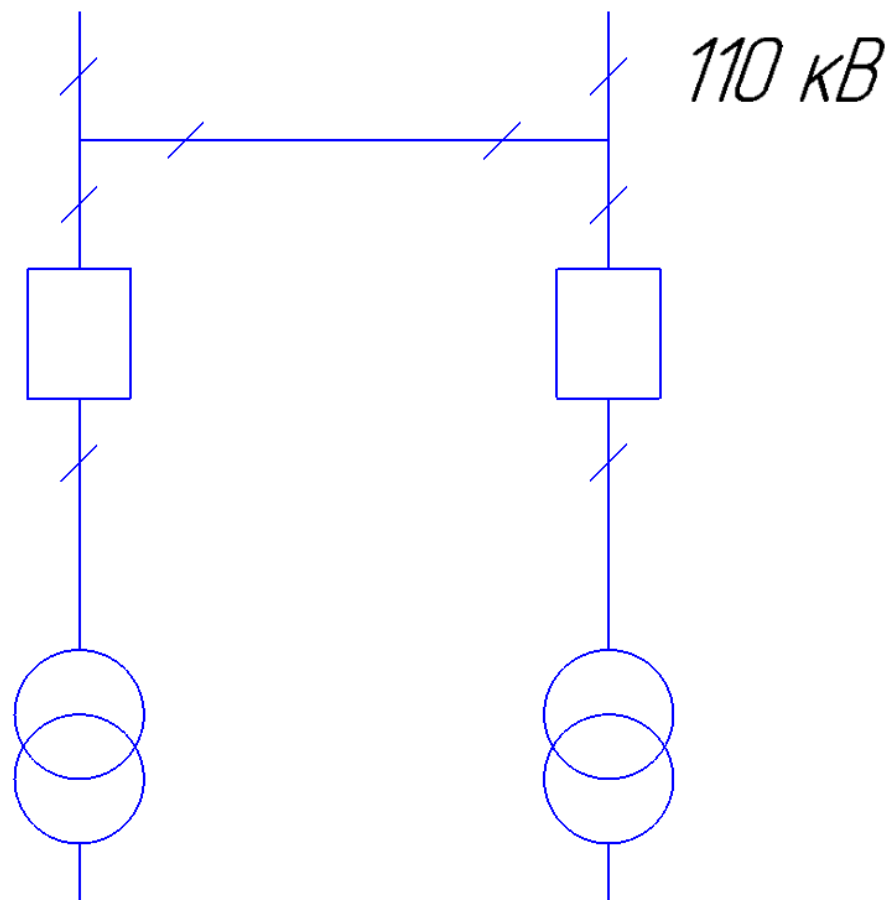


Рисунок 4.1 – Условное изображение типовой схемы

5 Расчёт токов короткого замыкания

Для выбора конкретного электрического оборудования подстанции необходимо знать ряд ключевых параметров таких как: номинальное рабочее напряжение, токи короткого замыкания, ударные токи, которые в свою очередь разделяются на токи симметричного короткого замыкания и несимметричные.

Ниже приведен расчет начальных действующих значений периодической составляющей тока и ударных токов для К1 и К2.

Произведём расчёт трёхфазного КЗ для схемы, изображенной на рисунке 5.1.

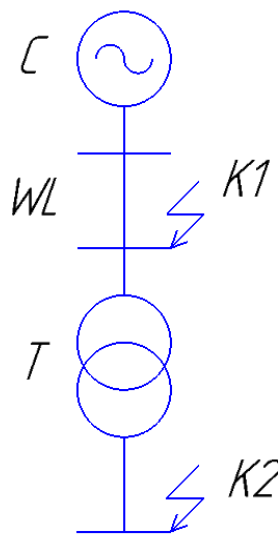


Рисунок 5.1 – Схема для расчета К.

Составляем схему замещения по схеме для расчета КЗ.

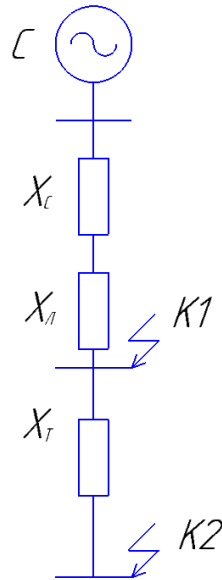


Рисунок 5.2 - Схема замещения

Принимаемое значение базисной мощности $S_{\bar{o}} = 1000$ МВА и сверхпереходной ЭДС для системы $E''_{\bar{o},c} = 1,0$.

Рассчитаем сопротивление схемы замещения:

- система:

$$x_{\bar{o},c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k} = \frac{1000}{2550} = 0,39 \text{ о.е.}$$

- трансформатор:

$$x_{\bar{o},T_s} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ о.е.}$$

- линия электропередачи:

$$x_{\bar{o},л} = x_{уд} \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{2}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,03 \text{ о.е.}$$

Определим значение тока короткого замыкания в точке K1.

Определим базисный ток:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки K1:

$$x_{1рез(б)} = x_{б,c} + x_{б,л} = 0,39 + 0,03 = 0,42 \text{ о.е.}$$

Вычислим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{б}''}{x_{1\Sigma(б)}} \cdot I_{б} = \frac{1}{0,42} \cdot 5,02 = 11,95 \text{ кА}$$

Вычислим ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11,95 \cdot 1,8 = 30,42 \text{ кА}$$

Подобным образом проводим расчет КЗ в точке К2.

Определим базисный ток:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{2рез(б)} = x_{б,c} + x_{б,л} + x_{б,T} = 0,39 + 0,03 + 6,56 = 6,98 \text{ о.е.}$$

Вычислим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{б}''}{x_{2\Sigma(б)}} \cdot I_{б} = \frac{1}{6,98} \cdot 91,64 = 13,13 \text{ кА}$$

Вычислим ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 13,13 \cdot 1,94 = 36,02 \text{ кА}$$

Расчёт несимметричных токов короткого замыкания

Построим схемы замещения для расчета несимметричных токов КЗ для точек К1 и К2.

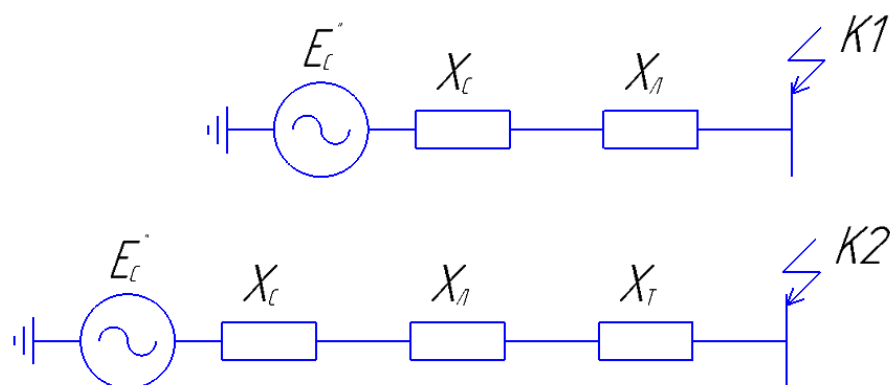


Рисунок 5.3 – Схемы замещения прямой последовательности для точек КЗ К1и К2

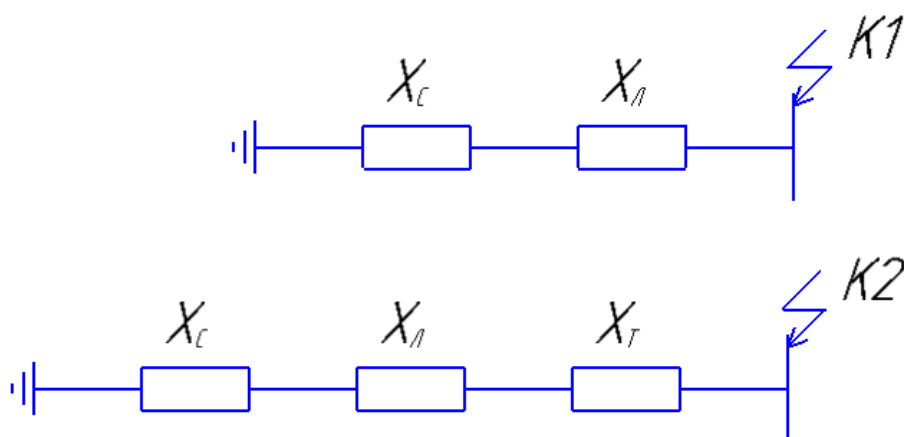


Рисунок 5.4 – Схемы замещения обратной последовательности для точек КЗ К1и К2

Вычислим результирующее сопротивление схемы замещения обратной последовательности

- для точки К1:

$$x_{1рез(\bar{o})} = x_{\bar{o},c} + x_{\bar{o},л} = 0,39 + 0,03 = 0,42 \text{ о.е.};$$

- для точки К2:

$$x_{2рез(\bar{o})} = x_{\bar{o},c} + x_{\bar{o},л} + x_{\bar{o},T} = 0,39 + 0,03 + 6,56 = 6,98 \text{ о.е.};$$

Определим токи двухфазного КЗ для точки К1.

Определим добавочное сопротивление:

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{1_{pez}(\bar{o})} = 0,42 \text{ о.е.}$$

Найдем ток прямой последовательности:

$$I_1^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1_{pez}} + x_{\Delta}^{(2)}} = \frac{1}{0,42 + 0,42} = 1,19 \text{ о.е.}$$

Определим значение тока КЗ:

$$I_{n,o}^{(2)} = I_1^{(2)} \cdot m^{(2)} \cdot I_{\bar{o}} = 1,19 \cdot \sqrt{3} \cdot 5,02 = 10,35 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\bar{o}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot k_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot 10,35 \cdot 1,8 = 26,35 \text{ кА}$$

Проведем расчет двухфазного тока КЗ в точке К2.

Определим добавочное сопротивление:

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{2_{pez}(\bar{o})} = 6,98 \text{ о.е.}$$

Найдем ток прямой последовательности:

$$I_1^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{2_{pez}} + x_{\Delta}^{(2)}} = \frac{1}{6,98 + 6,98} = 0,07 \text{ о.е.}$$

Определим значение тока КЗ:

$$I_{n,o}^{(2)} = I_1^{(2)} \cdot m^{(2)} \cdot I_{\bar{o}} = 0,07 \cdot \sqrt{3} \cdot 91,64 = 11,37 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\bar{o}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot k_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot 11,37 \cdot 1,94 = 31,19 \text{ кА}$$

6 Выбор электрических аппаратов и проводников

Предполагаемые к установке на понизительной подстанции электроаппараты должны пройти проверку по ряду параметров, таких как: род установки, длительный рабочий ток, номинальный ток отключения (для выключателей), предельный сквозной ток КЗ, тепловой импульс и т.п. [3]. При соответствии каталожных параметров электрооборудования они принимаются к установке.

Необходимо отметить, что в ЗРУ 6 кВ предполагается установка шкафов КРУ-СЭЩ-70-10. Встраиваемое в КРУ оборудование будет рассмотрено отдельно, на ряду с оборудованием ОРУ 110 кВ.

6.1 Выбор выключателя

На стороне 110 кВ

Рассчитаем ток продолжительного режима работы выключателя при условии 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,46 \text{ А}$$

Вычислим значение термической стойкости с длительностью КЗ

$$t_{\text{откл}} = 0,2:$$

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 11,95^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 35,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Рассмотрим элегазовый выключатель ВГП-110-40/3150 У1.

Определим максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,95 \cdot e^{\frac{-(0,01+0,06)}{0,12}} = 9,43 \text{ кА}$$

Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Выключатель ВГП-110-50/3150 У1

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 112,46 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 11,95 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 9,43 \text{ кА}$	$i_{aном} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 37 / 100) \cdot 50 = 26,2 \text{ кА}$
$I_{n,o}^3 = 11,95 \text{ кА}$	$I_{nрс} = 50 \text{ кА}$
$i_{yo} = 30,42 \text{ кА}$	$i_{nрс} = 125 \text{ кА}$
$B_k = 7,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По результатам расчетов выключатель ВГП-110-50/3150 У1 соответствует всем требованиям.

На стороне 6 кВ

Рассчитаем ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2052,8 \text{ А}$$

Термическая стойкость с продолжительностью КЗ $t_{откл} = 0,2 \text{ с}$ составляет:

$$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 13,13^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 55,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Рассмотрим элегазовый выключатель LF-3-25/2500

Определим максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,13 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,12}} = 11,26 \text{ кА}$$

Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 - Выключатель LF-3-25/2500

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2052,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 13,13 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 11,26 \text{ кА}$	$i_{aном} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 50 / 100) \cdot 25 = 17,7 \text{ кА}$
$I_{n,o}^3 = 13,13 \text{ кА}$	$I_{прс} = 64 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 36,02 \text{ кА}$	$i_{прс} \geq I_{прс} = 64 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 55,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По результатам расчетов выключатель LF-3-25/2500 соответствует всем требованиям.

6.2 Выбор разъединителя

На стороне 110 кВ

Примем к рассмотрению разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 УХЛ1.

Все данные, полученные расчетным путем и из каталога, сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Разъединитель РД-110/1250 УХЛ1

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 112,46 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 11,95 \text{ кА}$	$I_{прс} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 30,42 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 35,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель РД-110/1250 УХЛ1 соответствует всем требованиям.

6.3 Выбор трансформаторов тока

На стороне 110 кВ

Рассчитаем ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,46 \text{ А}$$

Рассмотрим трансформатор тока ТГФМ-110, $I_{\text{I ном}} = 150 \text{ А}$, $I_{\text{эд}} = 50 \text{ кА}$, $I_{\text{T}} = 30 \text{ кА}$, $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$, $Z_{2\text{ ном}} = 3 \text{ Ом}$

Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Трансформатор тока ТГФМ-110

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 112,46 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 30,42 \text{ кА}$	$I_{\text{эд}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 35,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 30^2 \cdot 3 = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Используя схему включения и данные из каталога, определяем значение мощности самой загруженной фазы трансформатора тока. Согласно таблице 6.7 таковыми фазами являются А и С.

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{31}{5^2} = 1,24 \text{ Ом}$$

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

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{ ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\kappa} = 4 - 1,24 - 0,1 = 2,66 \text{ Ом}$$

Таблица 6.5 – Полная вторичная нагрузка ТГФМ-110

Прибор	Модель	Мощность подключенных приборов, В·А		
		А	В	С
Счетчик активной и реактивной мощностей	СЕ 303	16	0	16

Продолжение таблицы 6.5

Прибор	Модель	Мощность подключенных приборов, В·А		
		А	А	А
Ваттметр, амперметр, варметр	ЩМ120	15	0	15
Итого		31	0	31

Трансформатор тока ТГФМ-110 соответствует всем требованиям.

Вычислим сечение проводов с алюминиевыми жилами и длиной 65 метров:

$$s = \frac{\rho \cdot l}{Z_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 65}{2,66} = 0,69 \text{ мм}^2$$

Принимаем минимально допустимое стандартное сечение для алюминиевых проводов 4 мм².

На стороне 6 кВ

Рассчитаем ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466,3 \text{ А}$$

Рассмотрим трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10, $I_{1\text{ном}} = 1500 \text{ А}$, $I_{\text{эд}} = 100 \text{ кА}$, $I_T = 40 \text{ кА}$, $t_T = 3 \text{ с}$, $Z_{2\text{ном}} = 3,2 \text{ Ом}$

Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Трансформатор тока ТПОЛ-10

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1466,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 36,02 \text{ кА}$	$I_{\text{эд}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 55,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Используя схему включения и данные из каталога, определяем значение мощности самой загруженной фазы трансформатора тока. Согласно таблице 6.11 таковыми фазами являются А и С.

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{31}{5^2} = 1,24 \text{ Ом}$$

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

$$Z_{пр} = Z_{2ном} - Z_{приб} - Z_k = 3,2 - 1,24 - 0,1 = 1,86 \text{ Ом}$$

Таблица 6.7 – Полная вторичная нагрузка ТОЛ-СЭЩ-10

Прибор	Модель	Мощность подключенных приборов, В·А		
		А	В	С
Счетчик активной и реактивной мощностей	СЕ 303	16	0	16
Ваттметр, амперметр, варметр	ЩМ120	15	0	15
Итого		31	0	31

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 соответствует всем требованиям

Вычислим сечение проводов с алюминиевыми жилами и длиной 45 метров:

$$s = \frac{\rho \cdot l}{Z_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,86} = 0,61 \text{ мм}^2$$

Принимаем минимально допустимое стандартное сечение для алюминиевых проводов 4 мм².

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

На стороне 110 кВ

Для присоединения измерительных приборов и приборов контроля изоляции устанавливается трансформатор напряжения ЗНГА-110. Вторичные обмотки ЗНГА-110 имеют номинальную мощность $S_{ном} = 150 \text{ В·А}$.

Таблица 6.8 – Полная вторичная нагрузка ЗНГА-110

Прибор	Модел ь	Мощность, приходящая я на одну катушку, $B \cdot A$	количеств о катушек $\cos \varphi$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	количеств о приборов	Суммарная полная потребляема я мощность, $B \cdot A$
Вольтметр , ваттметр, варметр	ЩМ12 0	7,5	2	1	0	1	15
Счетчик активной и реактивно й мощности	СЕ 303	8	2	0,34	0,94	1	16
Суммарно							$S_{2\Sigma} = 31$

Таким образом, $S_{2\Sigma} = 21 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$, ЗНГА-110 будет работать в выбранном классе точности 0,5, необходимом с целью подключения измерительных приборов.

На стороне 6 кВ

Для присоединения измерительных приборов и приборов контроля изоляции устанавливается трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6. Вторичные обмотки ЗНГА-110 имеют номинальную мощность $S_{\text{ном}} = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Таблица 6.9 – Полная вторичная нагрузка ЗНОЛ-СЭЩ-6

Прибор	Модел ь	Мощность, приходящая я на одну катушку, $B \cdot A$	количеств о катушек $\cos \varphi$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	количеств о приборов	Суммарная полная потребляема я мощность, $B \cdot A$
Вольтметр , ваттметр, варметр	ЩМ12 0	7,5	2	1	0	1	15

Продолжение таблицы 6.9

Прибор	Модел ь	Мощность, приходящая я на одну катушку, $B \cdot A$	количеств о катушек $\cos \varphi$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	количеств о приборов	Суммарная полная потребляема я мощность, $B \cdot A$
Счетчик активной и реактивно й мощности	СЕ 303	8	2	0,34	0,94	1	16
Суммарно							$S_{2\Sigma} = 31$

Таким образом, $S_{2\Sigma} = 21 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$, ЗНОЛ-СЭЩ-6 будет работать в выбранном классе точности 0,5, необходимом с целью подключения измерительных приборов.

6.5 Выбор жёстких шин

На стороне 6 кВ

Определим расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2052,8 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности:

$$s = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{2052,8}{1,3} = 1579,1 \text{ мм}^2$$

Принимаем шины прямоугольного сечения 2х(120х10) мм² с $I_{\text{доп}} = 3100 \text{ А}$

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 2052,8 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3100 \text{ А}$$

Для соответствия условию термической стойкости определим минимально допустимое сечение:

$$s = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T} = \frac{\sqrt{55 \cdot 10^3}}{90} = 82,4 \text{ мм}^2$$

Условие соблюдается, т.к.:

$$s_{\min} = 82,4 \text{ мм}^2 < s_{\min} = 1600 \text{ мм}^2$$

Частота собственных колебаний шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 10^{-8}}{3,24}} = 11,1 \text{ Гц}$$

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1 \text{ см}^4 = 10^{-8} \text{ м}^4$$

$$m = 2,7 \cdot 10^3 \cdot 12 \cdot 100 \cdot 1 = 3,24 \frac{\text{кг}}{\text{м}}$$

Т.к. $f_0 < 200 \text{ Гц}$, то может возникнуть механический резонанс, для исключения возникновения данного события необходимо изменение длины пролета между изоляторами.

$$l \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 200} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 10^{-8}}{3,24}} = 0,5 \text{ м}$$

Шины должны соответствовать требованиям электродинамической стойкости:

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot i_{\text{из}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 36000^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8} = 2,92 \text{ МПа}$$

Согласно механическим параметрам шины подходят по электродинамической стойкости, т.к.:

$$\sigma_{\max} = 2,92 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа} - \text{для шин марки АДЗ1Т}$$

6.7 Выбор гибкой ошиновки

Гибкую ошиновку ОРУ чаще всего производят с помощью голых сталеалюминиевых проводов марки АС.

На стороне 110 кВ

Определяем расчётные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А};$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,46 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности:

$$S = \frac{I_{ном}}{j_{эк}} = \frac{112,46}{1} = 112,46 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-150/24, $d = 17,1 \text{ мм}$, $I_{доп} = 450 \text{ А}$. Расстояние между горизонтально расположенными фазами равняется 100 см.

По условию нагрева производим проверку провода длительно допустимому току:

$$I_{max} = 175,7 \text{ А} < I_{доп} = 450 \text{ А}$$

Произведем проверку по условиям коронирования. Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,855 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,855}} = 18,71 \text{ кВ / см}$$

Условие отсутствия короны можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 18,71 = 20 \text{ кВ / см} \leq 0,09 \cdot E_0 = 0,09 \cdot 32,88 = 29,59 \text{ кВ / см}$$

Таким образом, провод АС-150/24 не коронирует.

6.8 Выбор изоляторов

На стороне 6 кВ

Выбираем опорный изолятор типа ИО-6-3,75 УХЛ высотой $H_{из}=100 \text{ мм}$.

Расчетное максимальное значение нагрузки, приходящейся на опорный изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l^2 \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{36000^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5^2 \cdot 10^{-7} = 140,3 \text{ Н}$$

Произведем проверку изолятора согласно условию электродинамической стойкости:

$$F_{расч} = 140,3 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 3750 \cdot \frac{100}{170} = 1323,53 \text{ Н}$$

В результате, опорный изолятор соответствует необходимым требованиям.

Выбираем проходной изолятор типа ИПП-10/2000-12,5 УХЛ

Расчетное максимальное значение нагрузки, приходящейся на проходной изолятор:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{36000^2}{0,8} \cdot 0,5^2 \cdot 10^{-7} = 40,5 \text{ Н}$$

Произведем проверку изолятора согласно условию электродинамической стойкости:

$$F_{расч} = 40,5 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}$$

В результате, проходной изолятор соответствует необходимым требованиям.

6.9 Выбор кабелей на стороне 6 кВ

Начальные параметры для расчета и выбора кабеля
 $t_{откл \text{ в}} = 0,05 \text{ с}$, $t_{рз} = 0,8 \text{ с}$, $T_a = 0,01 \text{ с}$, $I_{ном} = 210,7 \text{ А}$, $I_{max} = 295,1 \text{ А}$, $I_{n,o}^{(1)} = 13,1 \text{ А}$.

$$S_{\Sigma} = \frac{I_{ном}}{j_{\Sigma k}} = \frac{210,7}{1,9} = 110,9 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель АВВГнг 3х150

Кабель с алюминиевыми жилами размещается в кабельном канале

$$I_{дл.доп} = 0,93 \cdot 1 \cdot 340 = 316,2 \text{ А} > I_{max} = 295,1 \text{ А}$$

Кабель соответствует необходимым требованиям по допустимому току.

Рассчитаем интеграл Джоуля

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 13,1^2 \cdot (0,8 + 0,05 + 0,01) = 145,3 \text{ } \kappa A^2 \cdot c ;$$

Вычислим минимальное сечение по термической стойкости.

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{\sqrt{145,3 \cdot 10^6}}{90} = 133,8 \text{ } \text{мм}^2$$

Выбранный кабель АВВГнг 3х150 полностью соответствует требованиям надежности.

7 Выбор основных конструктивных решений по подстанции

ОРУ 110 кВ понизительной подстанции собирается из отдельных элементов высоковольтного оборудования. Принятие типовой схемы 110-4Н к ОРУ на подстанции позволяет максимально сократить расходы на дорогостоящее оборудование, при этом обеспечивая высокую надежность электроснабжения потребителей.

Здание ЗРУ 6 кВ и ОПУ совмещены. В ЗРУ устанавливаются шкафы КРУ-СЭЩ-70-10, стоит отметить, что элегазовый выключатель LF-3-25/2500, установленный в шкафах КРУ, обеспечивает высокие показатели отключения, надежности и долговечности. Ширина коридора ЗРУ не менее 1-1,2 метров.

Наличие мастерских и тому подобных зданий на территории подстанции не предусмотрено, как было сказано выше, на подстанции отсутствует постоянный дежурный персонал.

Несмотря на наличие масляных трансформаторов ТДН-16000/110/6-УХЛ1, маслохозяйства на территории подстанции нет согласно п. 4.2.200 ПУЭ 7-е издание.

8 Выбор и расчет РЗиА

Современная продукция электротехнических заводов позволяет выбрать оптимальные модули микропроцессорной РЗиА подстанции для обеспечения максимальной надежности работы оборудования, скорости срабатывания и получения широкого спектра технической информации о состоянии системы.

Современные научно-технические центры предлагают комплексные технические решения комплектации оборудования РЗиА. Техническое решение по установке блоков РЗиА для схемы 100-4Н приведено ниже.

Таблица 8.1 – Блоки микропроцессорной РЗиА присоединений 110 кВ

Наименование	Основное назначение	Функции защиты	Функции автоматики
БМРЗ-ТД	Защита и автоматика трансформатора	ДТО, ДЗТ, защита общей обмотки АТ, ТЗНПТ, ГЗ	Контроль фазировки и исправности токовых цепей
БМРЗ-ТР	Резервная защита трансформатора	ТО, МТЗ, ПОН, ТЗОП, ТЗНП, ЗОФ, ГЗ, технологические защиты	УРОВ, ОУ, АПВ, диагностика ЭВ, ЭО, контроль SF6
БМРЗ-156-ЦРН	Регулирование напряжения трансформатора	-	автоматика регулирования коэффициента трансформации трансформатора

Продолжение таблицы 8.2

БМРЗ-152-КЛ	Защита и автоматика отходящей линии	ТО, МТЗ, ДтЗ, ОЗЗ, СНОЗЗ, ЗОФ	УРОВ, АПВ, АЧР, ЧАПВ, ОМП
БМРЗ-152-ТН	Защита и автоматика трансформатора напряжения 6	ЗМН, ЗПН, ОЗЗ, пуск защит по напряжению	АЧР, ЧАПВ
ДУГА-МТ	Дуговая защита	ЗДЗ	-
БРЧН-100-А	Автоматическая частотная разгрузка	-	АЧР, ЧАПВ

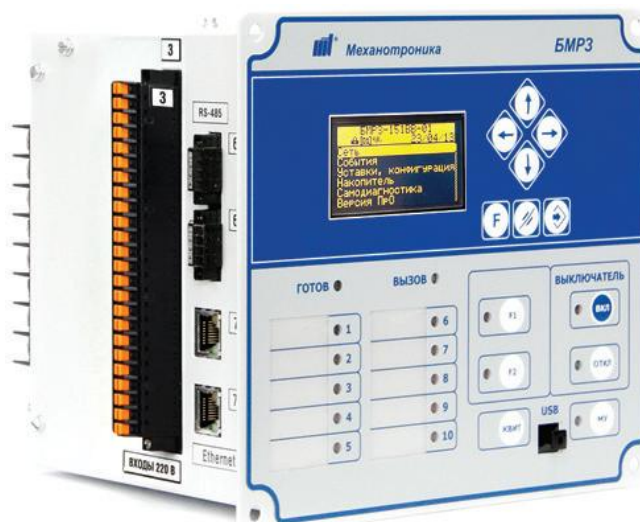


Рисунок 8.1 - БМРЗ-152-СВ

Расчет уставок для понижающего трансформатора ТДН-16000/110/6.

Количество ступеней регулирования $n=19$. Шаг регулирования напряжения $\Delta U = 1,78\%$.

Вычислим напряжение обмотки ВН, с учетом нахождения РПН в крайнем нижнем положении:

$$U_{мин}^{BH} = U_{ср.ном}^{BH} \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 96,6 \text{ кВ}$$

Вычислим напряжение обмотки ВН, с учетом нахождения РПН в крайнем верхнем положении:

$$U_{макс}^{BH} = U_{ср.ном}^{BH} \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 133,4 \text{ кВ}$$

Однако, согласно ГОСТ 29322-2014 $U_{макс}^{BH}$ следует принять равным 126 кВ.

$u_{к.мин} = 9,8\%$ - напряжение КЗ трансформатора, при условии нахождения РПН в крайнем нижнем положении.

$u_{к.макс} = 11,71\%$ - напряжение КЗ трансформатора, при условии нахождения РПН в крайнем верхнем положении.

Вычислим сопротивление трансформатора, с учетом нахождения РПН в крайнем нижнем положении:

$$X_{T.мин} = \frac{u_{к.мин}}{100} \cdot \frac{U_{мин}^{BH 2}}{S_{ном.T}} = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{96,6^2}{16} = 57,1 \text{ Ом}$$

Вычислим сопротивление трансформатора, с учетом нахождения РПН в крайнем верхнем положении:

$$X_{T.макс} = \frac{u_{к.макс}}{100} \cdot \frac{U_{макс}^{BH 2}}{S_{ном.T}} = \frac{11,71}{100} \cdot \frac{126^2}{16} = 116,1 \text{ Ом}$$

Произведем расчет уставок ТО, для этого вычислим номинальный ток трансформатора:

$$I_{ном}^{BH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 80 \text{ А}$$

Соблюдая условие отстройки от БТН рассчитываем уставку срабатывания ТО:

$$I_{с.з.}^I = k_{БТН} \cdot I_{ном}^{BH} = 4 \cdot 80 = 320 \text{ А}$$

Рассчитаем значение тока, протекающего при КЗ на шинах НН через ТТ со стороны ВН, в случае максимального режима работы энергосистемы:

$$I_{K.З.внеш} = \frac{U_{ном}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{с.макс} + X_{Т.мин}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,34 + 57,2} = 1078,9 \text{ А}$$

Выполняем условие отстройки уставки срабатывания от значения максимального тока внешнего КЗ:

$$I'_{с.з.} = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{K.З.внеш} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1078,9 = 1553,6 \text{ А}$$

Для уставки срабатывания ТО выбираем наибольшее значение из двух полученных, т.е. $I'_{с.з.} = 1553,6 \text{ А}$

Произведем расчет уставок МТЗ. Вычислим ток срабатывания МТЗ:

$$I''_{с.з.} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзн}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80 = 140 \text{ А}$$

Рассчитаем значение тока, протекающего при КЗ на шинах НН через ТТ со стороны ВН, в случае минимального режима работы энергосистемы:

$$I_{K.З.мин}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{с.мин} + X_{Т.макс}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,45 + 116} = 542,2 \text{ А}$$

Вычислим коэффициент чувствительности, который, согласно требованиям ПУЭ, должен быть более 1,5. Для этого вычислим значение тока в реле при условии возникновения за трансформатором металлического двухфазного КЗ:

$$I_p = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K.З.мин}^{(3)}}{n_T} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{542,2}{30} = 15,7 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{I_p \cdot n_T}{I_{с.з.}} = \frac{15,7 \cdot 30}{140} = 3,4 > 1,5$$

В случае использования терминалов БМРЗ степень селективности принимается 0,3 с.

Произведем расчет уставок защиты от перегрузки.

Определяется ток срабатывания защиты от перегрузки согласно условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 80 = 89 \text{ А}$$

Чтобы внести токовые уставки в терминал БМРЗ, необходимо найти их вторичные значения. Так же следует учитывать, что в терминале БМРЗ применен алгоритм «цифровой треугольник», т.е. $k_{CX} = \sqrt{3}$, а сами трансформаторы тока соединены в звезду.

$$I'_{c.з.} = \frac{1553,6}{30} \cdot \sqrt{3} = 89,7 \text{ A}$$

$$I''_{c.з.} = \frac{140}{30} \cdot \sqrt{3} = 8,1 \text{ A}$$

$$I'''_{c.з.} = \frac{89}{30} \cdot \sqrt{3} = 5,1 \text{ A}$$

9 Выбор оперативного тока

Питание подстанции происходит от подстанций «Западная» и «Восточная». Что обеспечивает высокую степень надежности функционирования подстанции в целом. К установке на подстанцию принимаются два трансформатора собственных нужд типа ТЛС-63/6-УЗ.

Высоковольтные выключатели на стороне ВН оборудованы приводом с возможностью питания переменным или постоянным током. Установленные на подстанции блоки микропроцессорной релейной защиты питаются постоянным оперативным током. Т.о. оптимальным выбором является система постоянного оперативного тока.

К установке на подстанции принимается система оперативного постоянного тока «ExOnSys» серии «М».

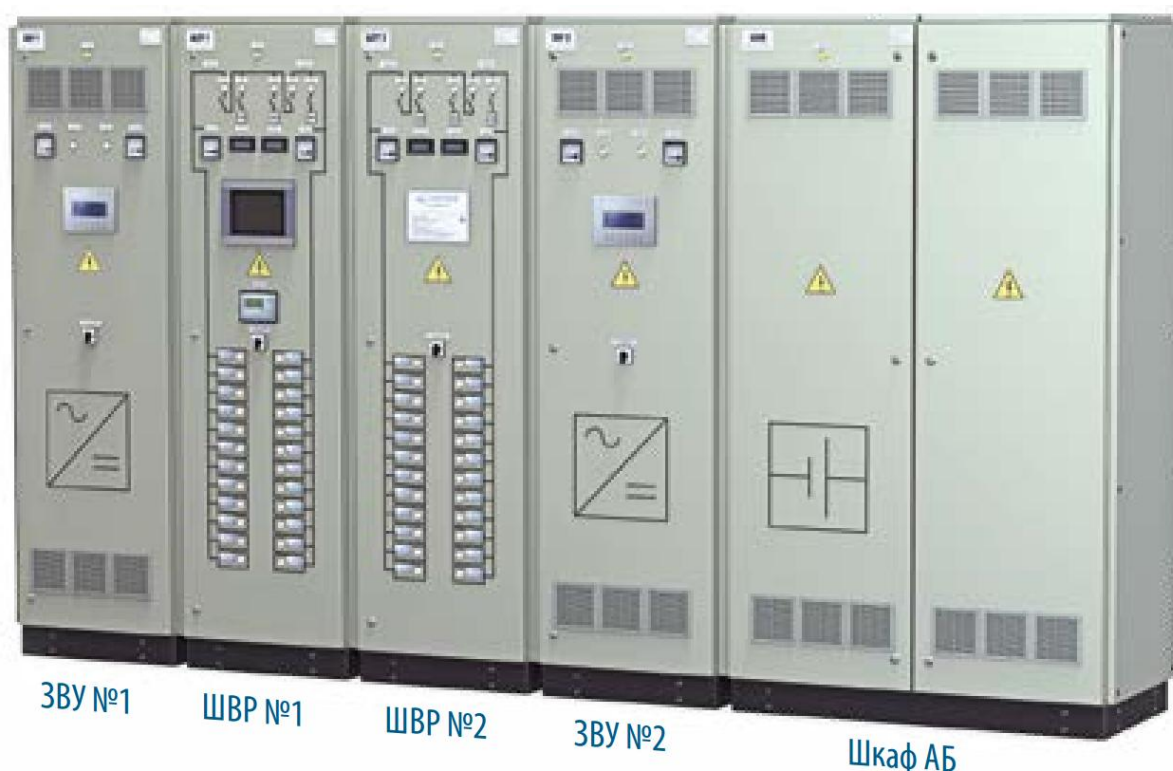


Рисунок 9.1 - Пример внешнего вида СОПТ ExOnSys-M-3

Это система оперативного постоянного тока для объектов энергетики напряжением до 110 кВ с количеством выключателей в распределительном

устройстве высокого напряжения не более 3-х. В нашем случае на стороне ВН два высоковольтных выключателя.

Таблица 9.1 – Технические параметры СОПТ ExOnSys-M

Параметр	Значение
Ток сборных шин, А	До 160
Номинальный ток ЗВУ, А	До 160
Емкость АБ, Ач	До 2000

Стандартно в состав СОПТ входит ЗВУ «ExOnChar» производства АО «Электронмаш». Это зарядно-выпрямительное устройство, изготовленное на базе транзисторных выпрямительных модулей естественного или принудительного охлаждения. ЗВУ предназначено для одновременного питания нагрузки и заряда АБ в автоматическом трехступенчатом режиме.



Рисунок 9.2 - ЗВУ «ExOnChar»

10 Собственные нужды подстанции

Необходимо, что бы питание собственных нужд подстанций 6-110 кВ выполнялось с использованием двух независимых трансформаторов. На стороне 6 кВ трансформаторы СН работают отдельно с АВР. В распределительных пунктах ТСН должны иметь соединение обмоток Δ/Y_n или Y/Z_n .

Выбор трансформатора СН с учетом состава и мощности электроприемников СН подстанции приведен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Мощность основных потребителей

№ п/п	Вид потребителя	$P_{i.c.n.}, кВт$
1	Освещение	2
2	ЗРУ с ОПУ	30
3	Подогрев выключателей и приводов	4,4
4	Обогрев приводов	1,8
5	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
6	Электродвигатели охлаждения трансформаторов	5
7	Подогрев релейного шкафа	4
Итого		77,2

При расчете мощности ТСН следует учитывать полную сумму мощностей потребителей СН, если их на подстанции установлены две штуки:

$$S_{ТСН} = k_z \cdot \sum P_{i.c.n.} = 0,7 \cdot 77,2 = 54 кВт \cdot A$$

На основании расчетов выбираем трансформаторы собственных нужд 2хТЛС-63/6-УЗ производства СЭЩ.

11 Расчёт заземляющих устройств подстанции

Необходимо заземление всех металлических частей электроустановок, находящихся под напряжением. Комбинирование устройства заземления с РЗиА подстанции удастся достичь высокой надежности работы оборудования, а также обезопасить оперативно-выездной персонал, в случае рассматриваемой подстанции, от поражения электрическим током.

Производим расчет заземления на стороне ВН, применяемую ко всей подстанции и образующую единую систему заземления.

Расчёт заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше

Для $\tau = t_{p.z} + t_{o.v} = 0,12 + 0,08 = 0,2$ с $U_{пр.доп} = 400$ В. В качестве вертикальных заземлителей может быть использована угловая сталь, металлические трубы или стержни.

Таблица 11.1 – Исходные параметры

Параметр	Обозначение	Величина
Расстояние между вертикальными заземлителями, м	l_g	5
Протяженность горизонтальных заземлителей, м	L	1377,25
Площадь заземляющего устройства, м ²	A	5226
Длина вертикального заземлителя, м	S	5

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{ec}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,82,$$

где $R_q = 1000$ Ом согласно ПУЭ, ρ_{ec} - удельное сопротивление верхнего слоя грунта Ом·м.

Вычислим коэффициент распределения потенциала по поверхности земли, для последующего определения напряжения на заземлителе:

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (11.1)$$

46

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,82}{\left(\frac{5 \cdot 1377,25}{5 \cdot \sqrt{5226}} \right)^{0,45}} = 0,11$$

Неоднородность грунта можно охарактеризовать отношением удельных сопротивлений двух слоев – верхнего и нижнего $\frac{\rho_1}{\rho_2}$. В рассмотренном случае грунт однородный, т.е. $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1$, поэтому параметр М принимаем равным 0,5.

Напряжение на заземлителе определяется по выражению 10.2:

$$U_3 = \frac{U_{np.\partial on}}{k_{II}} \quad (11.2)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,11} = 3636,4 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.\partial on} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (11.3)$$

где I_3 -расчётный ток однофазного КЗ

$$R_{з.\partial on} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{3636,4}{1050} = 3,46 \text{ Ом.}$$

Используя линейные параметры подстанции найдем протяженность стороны квадрата, представляющего собой модель заземлителя для расчетов:

$$S = \sqrt{100,5 \cdot 52} = 72,3 \text{ м.}$$

Определяем количество ячеек вдоль стороны квадрата, в случае получения дробного числа, производим округление до наименьшего целого:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1377,3}{2 \cdot \sqrt{5226}} - 1 = 8,5 \approx 8$$

С помощью полученных данных вносим уточнение в значение длины горизонтальных полос:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{5226} \cdot (8,5 + 1) = 1373,5 \text{ м.}$$

Находим длину стороны единичной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5226}}{8} = 9 \text{ м.}$$

Оптимальным применением вертикальных электродов является их расположение по периметру заземляющего контура. Определим количество вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{г}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{г}}} = \frac{\sqrt{5226} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 57,8 \approx 58 .$$

Вычислим суммарную протяженность вертикальных заземлителей и их относительную глубину погружения

$$L_{\text{г}} = l_{\text{г}} \cdot n_{\text{г}} = 5 \cdot 58 = 290 \text{ м.}$$

$$\frac{l_{\text{г}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{5226}} = 0,08 < 0,1 ,$$

В этом случае:

$$A = (0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_{\text{г}} + t}{\sqrt{S}}) = (0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{5226}}) = 0,38 .$$

Вычислим суммарное сопротивление заземлительного устройства:

$$R_{\text{з}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{з}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{з}}}{L_{\text{г}} + L_{\text{з}}} \quad (11.4)$$

$$R_{\text{з}} = 0,38 \cdot \frac{150}{\sqrt{5226}} + \frac{150}{290 + 1377,3} = 1,5 \text{ Ом} < R_{\text{з доп}} = 3,46 \text{ Ом} .$$

Вычислим значение напряжения прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{з}} \cdot R_{\text{з}} = 0,11 \cdot 1050 \cdot 1,5 = 200 \text{ В} < U_{\text{доп}} = 400 \text{ В} .$$

12 Проектирование молниезащиты ПС

Для защиты от прямого поражения молниями сооружений необходимо оптимальное размещение молниеотводов на территории объекта.

Выбираем 2 прожекторные мачты с молниеотводами ПМС-24,0, а также два молниеотвода на порталах ОРУ 110 кВ. Расчет молниезащиты проведен в программе Компас-3D [7]. Выполнение расчета проведено в соответствии с инструкцией СО 153-34.24.122-2003 по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций, с вероятностью 0,99. Здание совмещенного ОРУ с ОПУ в зону молниезащиты входят. Высота установки прожекторной площадки 24 м, высота с молниеотводом 31,75 м. Полная высота молниеотводов. Установленных на порталах, составляет 19,35 м.

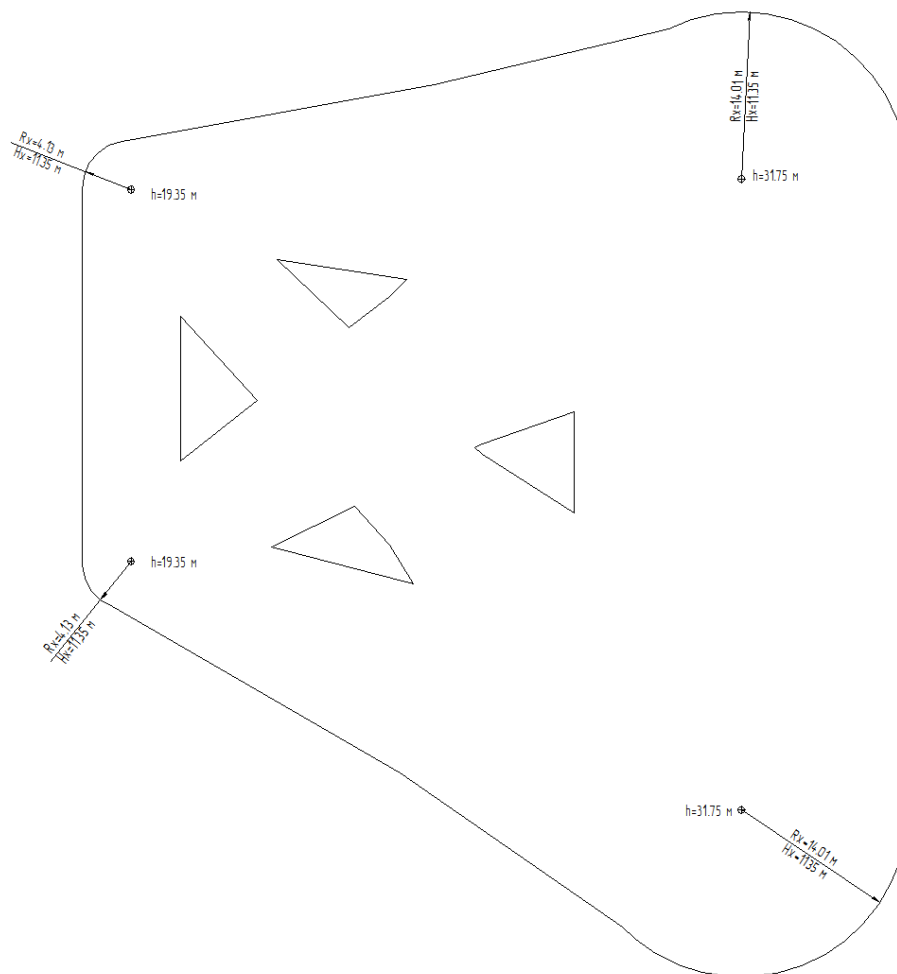


Рисунок 12.1 – Зона молниезащиты в горизонтальном сечении

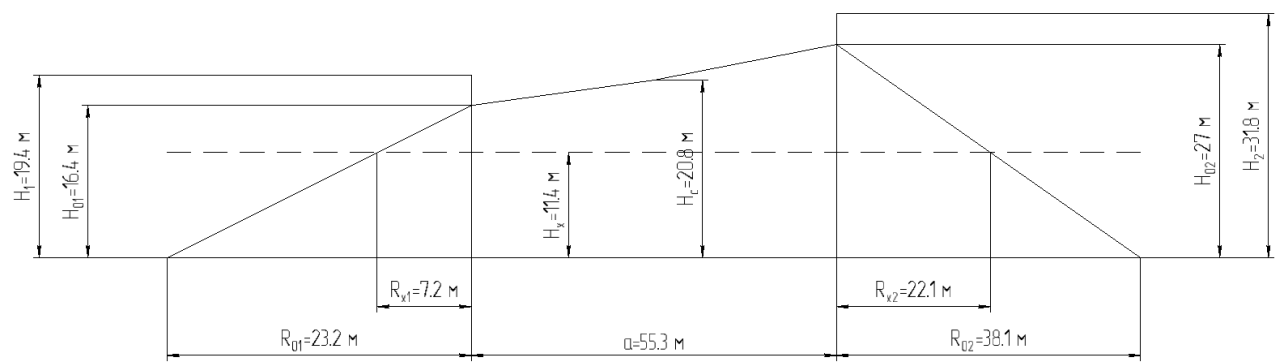


Рисунок 12.2 – Зона молниезащиты в вертикальном сечении

Заключение

В выпускной квалификационной работе поставлены и решены ключевые вопросы реконструкции электрической части понизительной подстанции. Отправной точкой расчета и выбора высоковольтного оборудования является как само техническое описание объекта реконструкции, так и характер нагрузки, приходящейся на подстанцию.

Благодаря, последовательным расчетам годового графика нагрузки, экономически обоснованного выбора силового трансформатора - ТДН-16000/110/6-УХЛ1 и типовой схемы ОРУ 110-4Н, стало возможно рассчитать токи короткого замыкания, которые являются одним из ключевых параметров при выборе электрооборудования.

Подобрано оптимальное оборудование, основываясь на параметрах высоковольтных аппаратов из каталогов.

Стоит отметить, что типовая схема ОРУ 110 кВ была изменена на 110-4Н, обеспечивающую высокую надежность и минимальные экономические затраты при таком типе подстанции.

В ОРУ 110 кВ установлены элегазовые выключатели ВГП-110-50/3150 У1, обладающие большим коммутационным ресурсом и малыми габаритами.

В ЗРУ 6 кВ установлены шкафы КРУ-СЭЩ-70-10. Необходимо отметить, что в шкафах КРУ заводской сборки установлен элегазовый выключатель LF-3-25/2500.

Для обеспечения надежного электроснабжения, безопасности функционирования подстанции и работы оперативно-ремонтного персонала на подстанции установлен широкий спектр микропроцессорной РЗА, так же проложен контур заземления и установлена молниезащита, обеспечивающая вероятность 0,99.

Список использованных источников

- 1 Министерство энергетики Российской Федерации, Потребление электроэнергии в ЕЭС России в июле 2016 года увеличилось на 1,5 % по сравнению с июлем 2015 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/5701>
- 2 «Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ» СТО 34.01-3.1-002-2016 – ПАО «Россети», 2016.
- 3 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2015.
- 4 Правила устройства электроустановок. 7-е издание. М.: НЦ ЭНАС, 2014.
- 5 Григорьев, В. Приборы и средства диагностики электрооборудования и измерений в системах электроснабжения / В. Григорьев – СПб.: Колос, 2015. – 272 – с.
- 6 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения выше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин – СПб.: Солон-пресс, 2015. – 400 с.
- 7 Иванов, В.Н. Применение компьютерных технологий при проектировании электрических схем / В.Н. Иванов – М.: Солон-Пресс 2017. – 347 с.
- 8 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева – М.: Кнорус, 2015. – 234 с.
- 9 Лебедев, В.И. Микропроцессорные счетчики электроэнергии / В.И. Лебедев – СПб.: ДМК Пресс, 2017. – 196 с.
- 10 Малафеева, С.И. Надежность электроснабжения. Учебное пособие / С.И. Малафеева – М.: Лань, 2017. – 368 с.
- 11 Михеев, Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного электрооборудования / Г.М. Михеев – М.: ДМК Пресс. – 298 с.

- 12 Полуянович, Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович – М.:Лань. 2017. – 396 с.
- 13 Сибикин, Ю.Д. Основы эксплуатации электрооборудования электростанций и подстанций. Учебное пособие для ВУЗов / Ю.Д. Сибикин. – М.:Нц Энас. – 448 с.
- 14 Хорольский, В.Я. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий. Учебное пособие / М.А. Таранов, В.Я. Хорольский – М.:Инфра-М, 2016. – 144 с.
- 15 Шаров, Ю.В. Электроэнергетика. Учебное пособие / Ю.В. Шаров, В.Я. Хорольский – М.:Инфра-М, 2016. – 384 с.
- 16 Fowler, R.J. Electricity; Principles and Applications / R.J. Fowler - New-York: Delmar Cengage Learning, 2015. – 247 p.
- 17 Naidu, M.S. High voltage engineering. Second Edition/ M.S. Naidu, V. Kamaraju. – New-York: McGraw-Hill, 2016. – 384 p.
- 18 Mcdonald J.D. Electric Power Substation Engineering / J.D. Mcdonald - CRC Press Taylor and Francis Group, 2014 – 326 p.
- 19 Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2014. – 139 p.
- 20 Cardoso, A. A virtual reality system for real time control of electric substations / A. Cardoso. - IEEE Virtual Reality, 2017. - 307 p.