

Аннотация

В бакалаврской работе раскрыта тема реконструкции понизительной подстанции, соответственно, будет спроектирована электрическая часть подстанции 35/10 кВ.

На первоначальном этапе определяются текущие и планируемые после реконструкции электрические нагрузки подстанции и строятся соответствующие графики нагрузок. По полученным данным выбирается количество и тип силовых трансформаторов, которые будут установлены на подстанции. Далее производится выбор электрической схемы реконструируемой подстанции, и рассчитываются симметричные и несимметричные токи короткого замыкания. В следующем пункте производится выбор электрического оборудования. Затем выбирается род оперативного тока, рассчитывается мощность, требуемая потребителям собственных нужд подстанции. Следующим этапом является расчет заземления и молниезащиты проектируемой подстанции. В заключительном пункте производится рассмотрение возможных режимов заземления нейтрали в сетях 10-35 кВ, описывается их сущность и преимущества каждого из способов.

Выпускная квалификационная работа содержит 53 страницы, 10 рисунков, 17 таблиц, 6 чертежей.

Abstract

The title of the graduation project is «The reconstruction of the electrical part of Podgornaya 35/10 kV substation».

The purpose of the graduation project is to increase the reliability of work and the safety for workers as well as providing electricity to new consumers. Furthermore, all parts of graduation project look toward improving the effectiveness of electrical supply. The urgency of the topic of the graduation project is due to the fact that at the moment the construction of residential houses and public buildings is produced in the immediate vicinity of the substation. Accordingly these structures in the near future will be powered by Podgornaya substation. The current power transformer is not designed to increase the load. Thus, there is a need to increase the capacity of the transformer as well as the installation of two transformers due to the availability of consumers of the first category of electrical supply reliability.

In the graduation project will be designed the electrical part of substation 35/10.

At the initial stage the current and planned electrical loads of the substation are determined and the appropriate load schedules are constructed. According to the received data, the number, type and power of power transformers for installation are determined. Further, the electric circuit of the reconstructed substation is selected, and symmetrical and asymmetrical short-circuit currents are calculated. In the next paragraph the choice of electrical conductors and devices is made. Then the type of the operational current is selected, the power of the substation's own needs is calculated. The final step is to calculate the grounding and lightning protection of the substation.

The graduation project contains 53 pages, 10 drawings, 17 tables

Содержание

Введение	5
1 Характеристика подстанции «Подгорная»	6
2 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции	7
3 Выбор типа и мощности силовых трансформаторов	10
4 Выбор электрической схемы подстанции	16
5 Расчёт токов короткого замыкания	17
6 Выбор электрических аппаратов и проводников	22
7 Релейная защита	35
8 Выбор оперативного тока	38
9 Расчёт собственных нужд подстанции	39
10 Расчёт заземления подстанции	40
11 Молниезащита подстанции	43
12 Целесообразный режим заземления нейтрали в сетях 10-35 кВ	45
Заключение	50
Список использованных источников	51

Введение

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности работы электрооборудования и обеспечение безопасности рабочего персонала, а также снабжение электроэнергией новых потребителей. Поставленная цель будет достигаться решением следующих задач:

- Увеличение количества силовых трансформаторов;
- Замена действующего силового трансформатора на новый – марки ТД с улучшенной системой охлаждения – масляное с дутьем;
- Внедрение более модернизированного оборудования, обладающего лучшими техническими характеристиками;
- Установка микропроцессорной дифференциальной релейной защиты на базе Сириус-Т.

Актуальность темы бакалаврской работы обусловлена тем, что в настоящий момент ведется строительство жилых домов и общественных зданий, находящихся в непосредственной близости от подстанции. Соответственно, данные сооружения в ближайшем будущем будут запитаны от подстанции «Подгорная». Действующий силовой трансформатор не рассчитан на увеличение нагрузки. Таким образом, существует необходимость в увеличении мощности трансформатора, а также в установке двух трансформаторов ввиду наличия потребителей первой категории надежности электроснабжения.

1 Характеристика подстанции «Подгорная»

Подстанция «Подгорная» находится на юго-западе города Пензы. В зону электроснабжения входит Мокшанский район. Потребителями электроэнергии являются жилые дома и общественные здания. С учетом продолжения строительства планируется увеличение потребляемой мощности. Также будут строиться объекты, относящиеся к первой категории электроснабжения – больницы и школы. Питание потребителей первой категории осуществляется посредством двух или трех силовых трансформаторов. На подстанции «Подгорная» находится один силовой трансформатор ТМ – 6300/35 У1. Соответственно, целесообразным решением будет установка второго трансформатора с учетом изменения электрической схемы подстанции.

Подстанция «Подгорная» была введена в эксплуатацию в январе 1976 года. С момента начала работы подстанции оборудование ни разу не подлежало замене. Таким образом, необходимо произвести выбор модернизированного оборудования с улучшенными характеристиками, которое будет удовлетворять требованиям надежности.

2 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции

Текущий график электрических нагрузок подстанции позволяет оценить потребление электроэнергии в течение года. Использование планируемого графика позволяет определить планируемое количество электроэнергии, что необходимо для дальнейшего выбора силовых трансформаторов. Данные графики позволяют дать оценку электрической нагрузке в нормальный и пиковый периоды.

Годовой график нагрузки подстанции «Подгорная» изображен на рисунке 1.

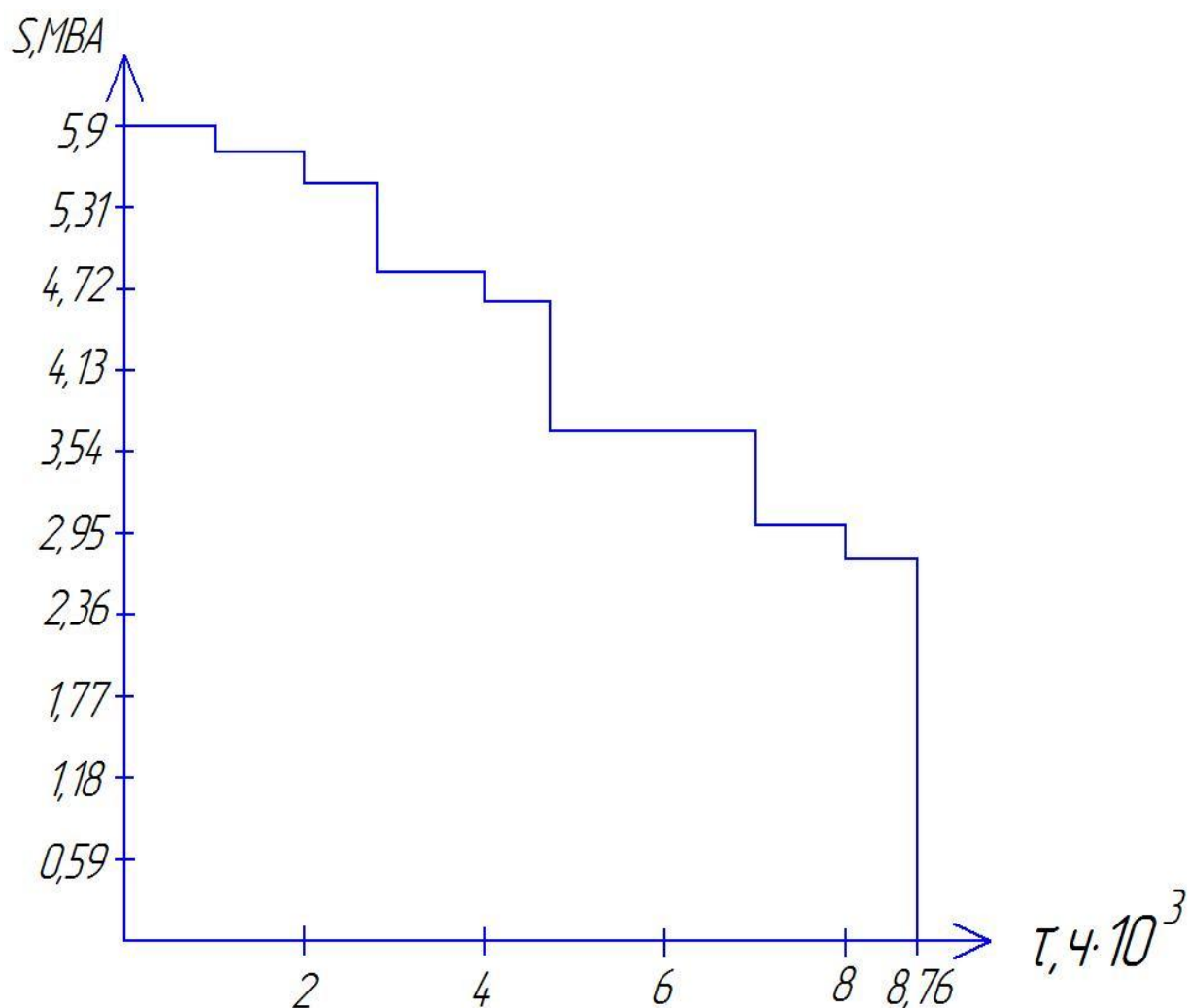


Рисунок 1 – График полной мощности подстанции «Подгорная» до реконструкции

Планируемый годовой график полной мощности подстанции после реконструкции изображен на рисунке 2.

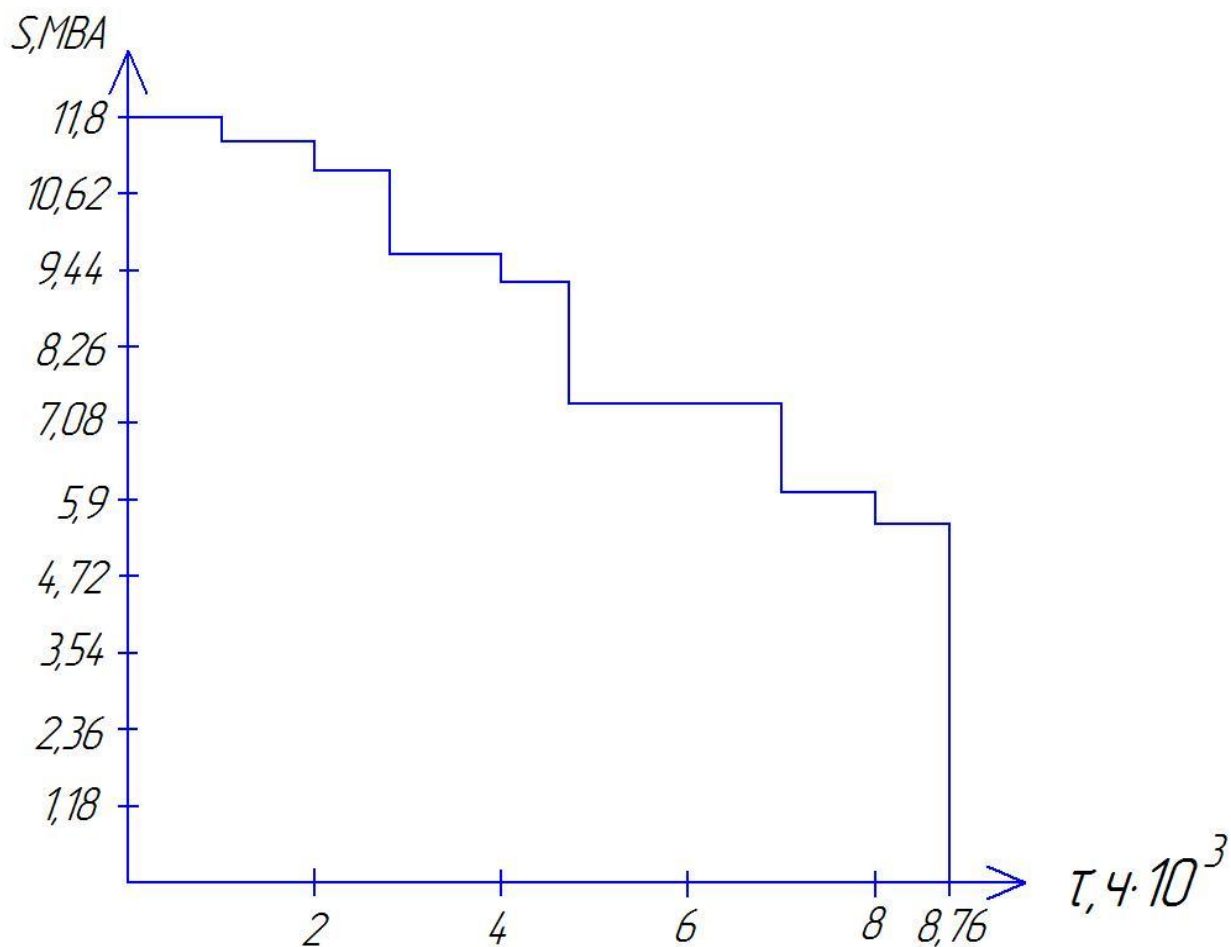


Рисунок 2 – График планируемой полной мощности подстанции «Подгорная» после реконструкции

Рассчитаем планируемую активную мощность подстанции:

$$P = \frac{S}{\cos \varphi} = \frac{11,8}{0,9} = 13,1 \text{ MVA}.$$

График планируемой активной мощности подстанции изображен на рисунке 3.

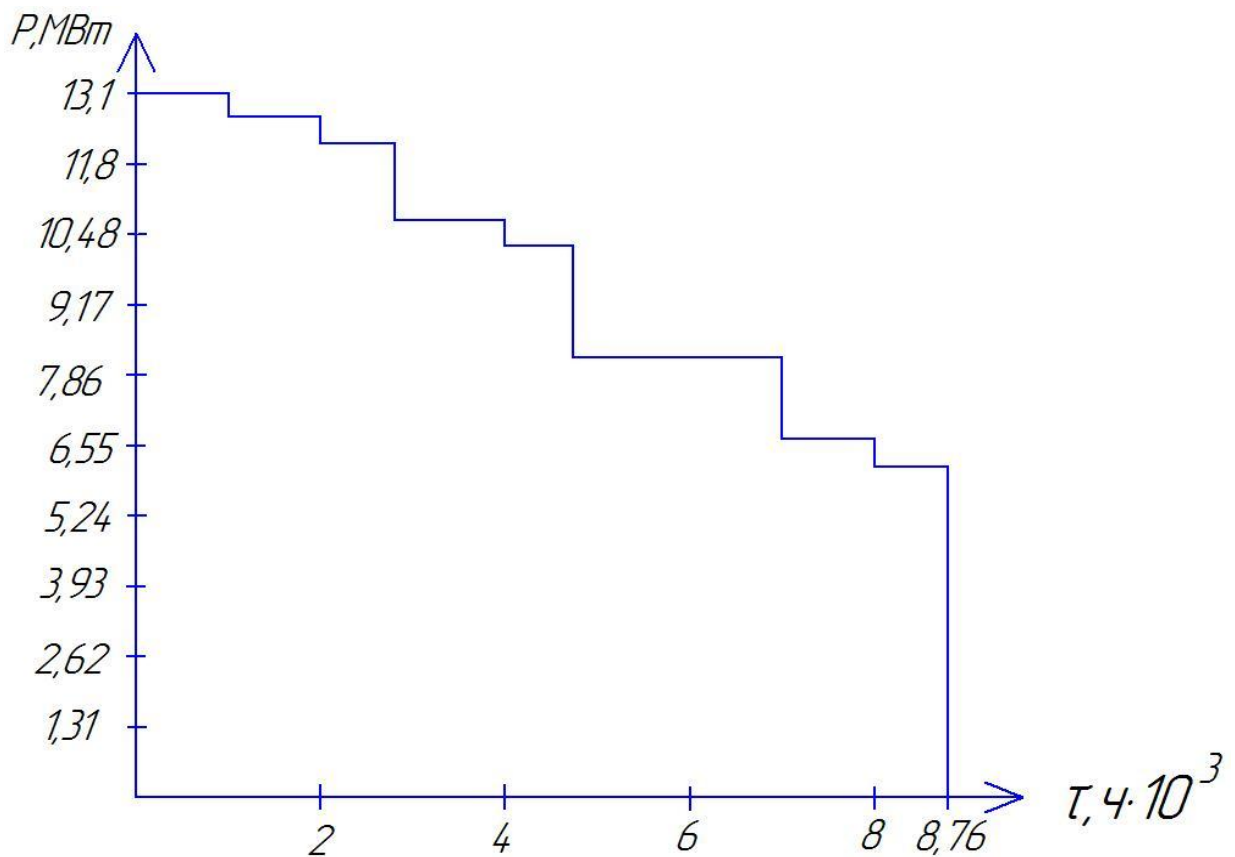


Рисунок 3 – График планируемой активной мощности подстанции «Подгорная» после реконструкции

Далее необходимо определить значение планируемой суммарной потребляемой электроэнергии:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} = (13,1 \cdot 1 + 12,8 \cdot 1 + 12,2 \cdot 0,5 + 10,82 \cdot 1,5 + 10,24 \cdot 0,5 + 8,33 \cdot 2,5 + 6,73 \cdot 1 + 6,13 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = 85,57 \cdot 10^3 \text{ MВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции и определим коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{МАХ.ПС}} = \frac{85,57 \cdot 10^3}{13,1} = 6532 \text{ ч};$$

$$K_{ЗАП} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6532}{8760} = 0,75.$$

3 Выбор типа и мощности силовых трансформаторов

Трансформатор является ключевым элементом трансформаторной подстанции. Мощность силового трансформатора выбирается с условием обеспечения всех потребителей электроэнергией. Выбор числа трансформаторов обуславливается категорией надежности электроснабжения. Так как потребители относятся к первой категории, на территории подстанции будет располагаться два силовых трансформатора.

Произведем выбор номинальной мощности трансформатора с учетом возможной перегрузки:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max.пс} \cdot K_{зан}}{1,4} = \frac{11,8 \cdot 0,75}{1,4} = 6,32 МВА;$$

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max.пс} = 0,7 \cdot 11,8 = 8,26 МВА.$$

3.1 Техничко-экономическое сравнение силовых трансформаторов

Важным параметром в процессе выбора силового трансформатора является капитализация потерь электроэнергии. Он позволяет дать экономическую оценку стоимости трансформатора на основании потерь и, следовательно, с учетом реальных условий эксплуатации.

Для принятия наиболее целесообразного решения о выборе силового трансформатора произведем технико-экономическое сравнение двух трансформаторов различной мощности. В данном случае это трансформаторы ТД-10000/35/10 и ТД-16000/35/10 с принудительной циркуляцией воздуха.

Рассмотрим трансформатор ТД-10000/35/10. Технические характеристики данного типа трансформатора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики трансформатора ТД-10000/35/10

Тип трансформатора	$S_{ном.Т}$, МВА	Данные каталога					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН	ВН-НН			
ТД-10000/35/10	10	35	10	8	60	9	0,25

Рассчитаем приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 9 + 0,05 \cdot 25 = 10,25 \text{ кВт},$$

где потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,25}{100} \cdot 10000 = 25 \text{ квар}.$$

Далее определим приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$P'_k = \Delta P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k = 60 + 0,05 \cdot 800 = 100 \text{ кВт},$$

где потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания:

$$Q_k = \frac{U_k}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{8}{100} \cdot 10000 = 800 \text{ квар}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора равен:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} = \frac{11,8}{10} = 1,18.$$

Используя полученные данные, рассчитаем приведенные потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_K = 10,25 + (1,18)^2 \cdot 100 = 149,49 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем экономическую нагрузку, ниже значения которой допустима работа одного силового трансформатора:

$$S_{э.н.с} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_K}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{10,25}{100}} = 4527,7 \text{ кВА}.$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТД-10000/35/10 сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Расчет потерь электроэнергии для трансформатора ТД-10000/35/10

i	S _{Вi} , МВА	n _i	T _i , ч.	ΔW _{Xi} , кВт·ч	K _{з.В.i}	ΔW _{K.Вi} , кВт·ч
1	11,8	2	1000	20500	1,18	69620
2	11,52	2	1000	20500	1,15	66125
3	10,98	2	500	10250	1,01	25502,5
4	9,74	2	1500	30750	0,97	70567,5
5	9,22	2	500	10250	0,92	21160
6	7,5	2	2500	51250	0,75	70312,5
7	6,06	2	1000	20500	0,61	18605
8	5,52	2	760	15580	0,55	11495
				$\begin{aligned} \sum \Delta W_X &= \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i = \\ &= 179580 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$		$\begin{aligned} \sum \Delta W_{K.В} &= \\ &= \sum \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{K.В} \cdot k_{з.В.i}^2 \cdot T_i \right) = \\ &= 353387,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$
				$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_X + \sum \Delta W_{K.В} = 179580 + 353387,5 = \\ &= 532967,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$		

Далее произведем экономический расчет для данного вида трансформатора.

Исходные данные для экономического расчета трансформатора:

- стоимость силового трансформатора: $K = 3000000 \text{ руб.}$;
- нормативный коэффициент дисконтирования: $E_H = 0,15$;
- суммарный коэффициент отчислений: $p_{\text{сум}} = 0,094$.

Рассчитаем сумму годовых отчислений I_O :

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 3000000 = 282000 \text{ руб.}$$

Далее определим стоимость годовых потерь электроэнергии $I_{\text{э}}$:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ис}} \cdot C_{\text{э}} = 532967,5 \cdot 3,67 = 1955990,7 \text{ руб.}$$

Завершающим этапом является определение суммы приведенных затрат:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_O + I_{\text{э}} = \\ &= 0,15 \cdot 3000000 + 282000 + 1955990,7 \approx 2687991 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Далее рассмотрим вариант подстанции с трансформатором ТД-16000/35/10. Технические характеристики трансформатора ТД-16000/35/10 занесены в таблицу 3.

Таблица 3 – Технические характеристики трансформатора ТД-16000/35/10

Тип трансформатора	$S_{\text{ном.Т}}$, МВА	Данные каталога					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_{κ} , %	ΔP_{κ} , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН	ВН-НН			
ТД-16000/35/10	16	35	10	8	90	21	0,6

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_x = 21 + 0,05 \cdot 96 = 25,8 \text{ кВт},$$

где потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,6}{100} \cdot 16000 = 96 \text{квар}.$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$P'_к = \Delta P_к + \kappa_{ин} \cdot Q_к = 90 + 0,05 \cdot 1280 = 154 \text{кВт},$$

где потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания:

$$Q_к = \frac{U_к}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{8}{100} \cdot 16000 = 1280 \text{квар}.$$

Коэффициент загрузки данного типа трансформатора равен:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} = \frac{11,8}{16} = 0,74.$$

Используя полученные данные, рассчитаем приведенные потери мощности трансформатора:

$$P'_Т = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_к = 25,8 + (0,74)^2 \cdot 154 = 110,13 \text{кВт}.$$

Экономическая нагрузка трансформатора:

$$S_{э.н.с} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{25,8}{154}} = 9261,6 \text{кВА}.$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТД-16000/35/10 сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет потерь электроэнергии для трансформатора ТД-16000/35/10

i	S _{Вi} , МВА	n _i	T _i , ч.	ΔW _{xi} , кВт·ч	K _{3,Вi}	ΔW _{К,Вi} , кВт·ч
1	11,8	2	1000	51600	0,74	42165,2
2	11,52	2	1000	51600	0,72	39916,8

Продолжение таблицы 4

i	S _{Bi} , МВА	n _i	T _i , ч.	ΔW _{xi} , кВт·ч	K _{з.в.i}	ΔW _{к.в.i} , кВт·ч
3	10,98	2	500	25800	0,69	18329,85
4	9,74	2	1500	77400	0,61	42977,55
5	9,22	1	500	12900	0,58	25902,8
6	7,5	1	2500	64500	0,47	85046,5
7	6,06	1	1000	25800	0,38	22237,6
8	5,52	1	760	19608	0,35	14337,4
				∑ΔW _x = 329208 кВт·ч		∑ΔW _{к.в} = 290913,7 кВт·ч
				ΔW _{пс} = ∑ΔW _x + ∑ΔW _{кв} = 329208 + 290913,7 = 620121,7 кВт·ч		

Произведем экономический расчет для данного вида трансформатора.

Исходные данные для экономического расчета трансформатора:

- стоимость силового трансформатора: $K = 5500000$ руб.;
- нормативный коэффициент дисконтирования: $E_H = 0,15$;
- суммарный коэффициент отчислений: $p_{сум} = 0,094$.

Рассчитаем сумму годовых отчислений и стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_0 = 0,094 \cdot 5500000 = 517000 \text{ руб.};$$

$$I_3 = \Delta W_{пс} \cdot C_3 = 620121,7 \cdot 3,67 = 2275846,6 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты для данного вида трансформатора составляют:

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 5500000 + 517000 + 2275846,6 \approx 3617847 \text{ руб.}$$

Согласно проведенному технико-экономическому расчету, наиболее выгодным и целесообразным вариантом для реконструируемой подстанции является трансформатор ТД-10000/35/10. Соответственно, принимаем данный тип трансформатора к установке на территории подстанции.

4 Выбор электрической схемы подстанции

Электрическая схема подстанции определяет дальнейшее расположение электрооборудования на территории. Выбранная схема должна соответствовать таким значимым требованиям, как надежность, экономичность, техническая гибкость и удобство эксплуатации.

Тип подстанции – тупиковая. Применяем к данной подстанции электрическую схему 35 - 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данная схема является лучшей с позиций надежности и экономичности для тупиковых двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35 кВ.

На рисунке 4 изображена выбранная схема 35 – 4Н.

*Схема № 35-4Н
Два блока с выключателями и неавтоматической
перемычкой со стороны линий*

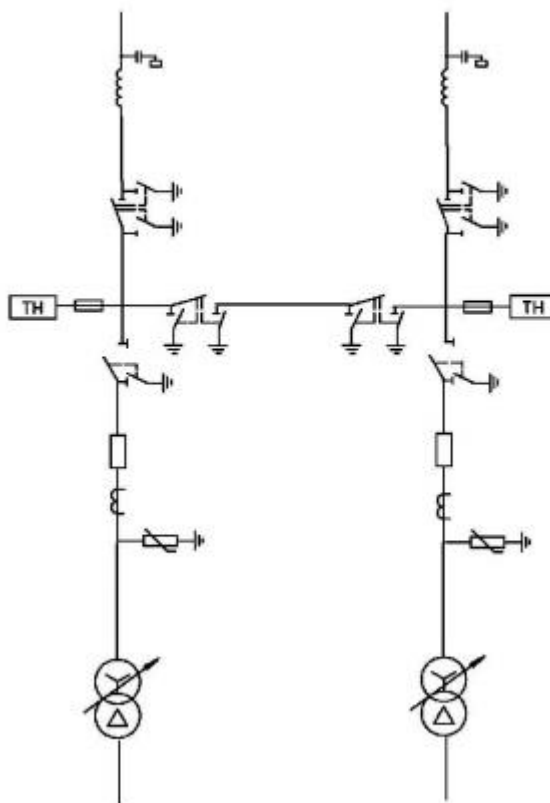


Рисунок 4 – Электрическая схема подстанции 35 – 4Н

5 Расчёт токов короткого замыкания

Последствия воздействия токов короткого замыкания могут быть различными, в зависимости от типа, длительности, места, где произошло замыкание, и мощности короткого замыкания. Последствия короткого замыкания, как правило, включают в себя наличие электрической дуги в месте аварии, что приводит к повреждению изоляции, сварке проводников, и пожарам; наличие значительных электродинамических сил, что приводит к деформации шин и отключению кабелей; чрезмерное повышение температуры из-за увеличения тепловых потерь, что представляет собой риск повреждения изоляции. Таким образом, выбору электрооборудования и аппаратов защиты должен предшествовать расчет токов короткого замыкания. Это позволит обеспечить надежную работу электрических аппаратов и проводников, а также защиту персонала от поражения электрическим током.

Для дальнейшего выбора и проверки электрооборудования и аппаратов защиты необходимо рассчитать симметричные и несимметричные токи короткого замыкания для каждого класса напряжения.

Расчетная схема и схема замещения изображены на рисунке 5.

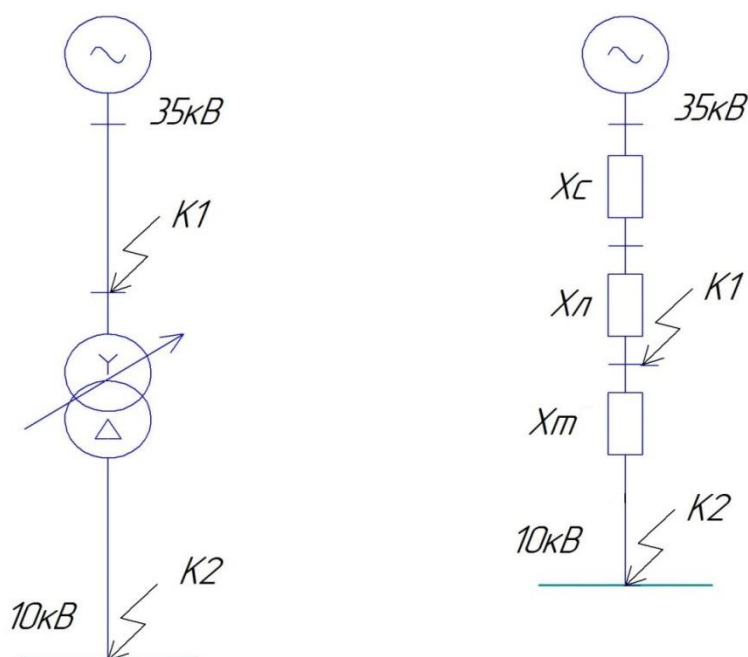


Рисунок 5 – Расчетная схема и схема замещения

Расчет токов короткого замыкания произведем в относительных единицах, приведенных к базисным.

Определим сопротивления каждого элемента цепи:

Для системы:

$$x_{*\bar{\sigma},C} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_K} = \frac{1000}{2200} = 0,45;$$

Для трансформатора:

$$x_{*\bar{\sigma},T} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.T}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8;$$

Для линии:

$$x_{*\bar{\sigma},Л} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ВН}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 17 \cdot \frac{1000}{(37)^2} = 2,48.$$

Используя полученные данные, рассчитаем трехфазный ток короткого замыкания в точке К1.

Результирующее сопротивление до точки К1 составляет:

$$x_{*рез.К1} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},Л} = 0,45 + 2,48 = 2,93;$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

Рассчитаем значение начального действия периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}''}{x_{*рез}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{2,93} \cdot 15,6 = 5,32 \text{ кА}$$

Определим значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,o} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,32 = 13,54 \text{ кА},$$

где $k_{уд}$ -ударный коэффициент для энергосистемы и трансформатора.

Произведем расчет трехфазного тока короткого замыкания в точке К2.

Результирующее сопротивление до точки К2 составляет:

$$x_{*рез.К2} = x_{*б,С} + x_{*б,Л} + x_{*б,Т} = 0,45 + 2,48 + 8 = 10,93;$$

Базисный ток:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА};$$

Начальное действие периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{н,о}^{(3)} = \frac{1}{10,93} \cdot 55 = 5,03 \text{ кА};$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = 1,94 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,03 = 13,8 \text{ кА}.$$

Далее произведем расчет двухфазного тока на сторонах 35 и 10 кВ.

При расчете токов нулевой последовательности сопротивление линии будет определяться следующим образом:

$$x_{*Л(0)} = \left(\frac{x_0}{x_1}\right) \cdot x_{*Л,б} = 4,7 \cdot 2,48 = 11,66.$$

Так как линия двухцепная, значение $\frac{x_0}{x_1} = 4,7$.

Схема замещения для расчета двухфазного тока короткого замыкания в точке К1 изображена на рисунке 6:

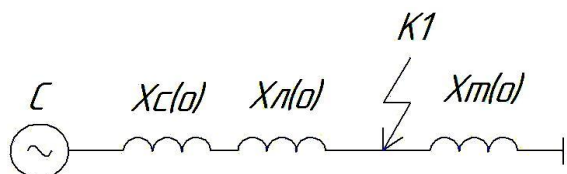


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

Упростим данную схему:

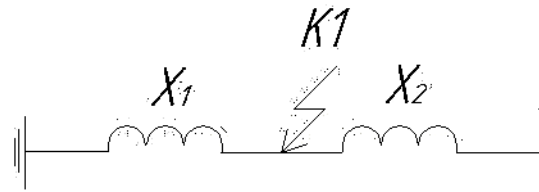


Рисунок 7 – Упрощенная схема нулевой последовательности

$$x_1 = x_C + x_{L(o)} = 0,45 + 11,66 = 12,11;$$

$$x_2 = x_T = 8.$$

Определим суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{1\Sigma} \cdot x_{2\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{12,11 \cdot 8}{12,11 + 8} = 4,66.$$

Эквивалентная схема нулевой последовательности изображена на рисунке 8.

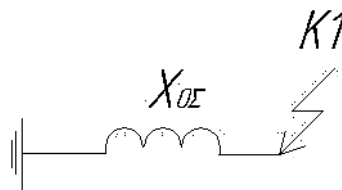


Рисунок 8 – Эквивалентная схема нулевой последовательности

Определим сопротивления прямой и обратной последовательностей:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*c,\delta} + x_{*л,\delta} = 0,45 + 8 = 8,45.$$

Определим добавочное сопротивление для двухфазного короткого замыкания:

$$\Delta x^{(2)} = x_{2\Sigma} = 8,45;$$

$$m^{(2)} = \sqrt{3}.$$

Рассчитаем начальное значение периодической составляющей и ударный ток при двухфазном коротком замыкании в точке К1:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_*''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(2)}} \cdot I_{\delta} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{8,45 + 8,45} \cdot 15,6 = 1,6 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,8 = 4,07 \text{ кА}.$$

Далее определим начальное значение периодической составляющей и ударный ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*C(o)} + x_{*Л(o)} + x_{*Т(o)} = 0,45 + 11,66 + 8 = 20,11;$$

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(n)} \cdot \frac{E_*''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(n)}} \cdot I_{\delta} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{20,11 + 20,11} \cdot 55 = 2,37 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,37 \cdot 1,94 = 6,5 \text{ кА}.$$

6 Выбор электрических аппаратов и проводников

В данном пункте производится выбор оборудования, которое будет установлено на территории подстанции – выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, гибких шины и ОПН. После выбора производится проверка выбранного оборудования по номинальному току, номинальному напряжению, термической и динамической стойкости, отключающей способности и другим параметрам.

6.1 Выбор выключателей

6.1.1 Выбор выключателя на напряжение 35 кВ

Рассмотрим выключатель элегазовый ВГТ-35/50/3150УХЛ. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.

Произведем расчет параметров, необходимых для дальнейшего сравнения их с параметрами выключателя.

Определим величину номинального длительного тока:

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,46 A;$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания составляет:

$$I_{n,o}^{(3)} = 5,32 кА;$$

Полное время отключения выключателя включает в себя две составляющие:

$$\tau = t_{pз} + t_{св} = 0,01 + 0,035 = 0,045 с;$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,32 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 3,06 \text{ кА};$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания составляет:

$$i_{y0} = 13,54 \text{ кА};$$

Определим значение термической стойкости:

$$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{св} + t_{пз} + T_a) = (5,32)^2 \cdot (0,035 + 0,01 + 0,05) = 2,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таблица 5 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель элегазовый ВГТ-35/50/3150УХЛ	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218,46 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(3)} = 5,32 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 3,06 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100}) \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 50 = 24,75 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,32 + 3,06 = 10,58 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta_{нор}}{100}) = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot (1 + \frac{40}{100}) = 99 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 5,32 \text{ кА}$	$I_{прс} = 50 \text{ кА}$
$i_{y0} = 13,54 \text{ кА}$	$i_{прс} = 127,5 \text{ кА}$
$B_k = 2,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 112,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проведенный сравнительный анализ показывает, что выключатель ВГТ-35 соответствует требованиям надежности. Принимаем его к установке.

6.1.2 Выбор выключателя на напряжение 10 кВ

Рассмотрим вакуумный выкатной выключатель Evolis для установки в ячейке КРУН. Все каталожные и расчетные величины выключателя сведены в таблицу 6.

Ток длительного режима с учетом перегрузки:

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 A;$$

Начальное действие периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{n,o}^{(3)} = 5,03 кА;$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания:

$$i_{y0} = 13,8 кА;$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{25}{100} \cdot 25 = 8,84 кА;$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,03 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,16}} = 4,89 кА;$$

Рассчитаем значение термической стойкости:

$$B_{\kappa} = (5,03)^2 \cdot (0,05 + 0,01 + 0,16) = 4,11 кА^2 \cdot с;$$

$$B_{\kappa,ном} = 25^2 \cdot 0,06 = 37,5 кА^2 \cdot с;$$

Таблица 6 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель вакуумный Evolis на 10 кВ	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{max} = 769,8 A$	$I_{ном} = 2500 A$
$I_{n,o}^{(3)} = 5,03 кА$	$I_{откл.ном} = 25 кА$
$i_{a,\tau} = 4,89 кА$	$i_{a,ном} = 8,84 кА$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,03 + 4,89 = 12 кА$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{нор}/100) = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot (1 + 30/100) = 45,96 кА$
$I_{n,o} = 5,03 кА$	$I_{нрс} = 25 кА$
$i_{y0} = 13,8 кА$	$i_{нрс} = 62,5 кА$
$B_{\kappa} = 4,11 кА^2 \cdot с$	$B_{\kappa,ном} = 37,5 кА^2 \cdot с$

Выбранный выключатель Evolis удовлетворяет заданным требованиям. Соответственно, принимаем его к установке.

6.2 Выбор разъединителей

Разъединители устанавливаются только на стороне высокого напряжения 35 кВ.

Рассмотрим разъединитель горизонтально-поворотного типа РГП-35/1000, производитель «Электроцит Самара».

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 7.

Рассчитаем значение термической стойкости:

$$B_K = (I_{n,o})^2 \cdot (t_{p,z} + t_g + T_a) = (5,32)^2 \cdot (0,01 + 0,035 + 0,05) = 2,69 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таблица 7 - Расчетные и каталожные данные разъединителя

Разъединитель РГП-35/1000 УХЛ	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{кВ}$
$I_{max} = 218,46 \text{А}$	$I_{ном} = 1000 \text{А}$
$I_{n,o}^{(3)} = 5,32 \text{кА}$	$I_{прс} = 20 \text{кА}$
$i_{уд.} = 13,54 \text{кА}$	$i_{прс} = 50 \text{кА}$
$B_K = 2,69 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot (0,035 + 0,01) = 18 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно проверке, разъединитель РГП-35/1000 УХЛ удовлетворяет условиям надежности.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Роль трансформаторов тока в передаче и распределении электрической энергии невозможно переоценить. Эффективность работы трансформаторов тока и связанных с ними трансформаторов напряжения влияет на точность учета. Кроме того, помимо измерительных целей, трансформаторы тока служат для изоляции измерительных цепей от высоковольтных.

5.3.1 Выбор трансформатора тока на напряжение 35 кВ

Для стороны высокого напряжения рассмотрим трансформатор тока ТРГ-35, производитель «Уралэлектротяжмаш».

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 8.

Определим значения параметров, необходимых для дальнейшей проверки соответствия данного трансформатора тока:

$$I_{ном.дл} = 218,46 А;$$

$$i_{y\partial} = 13,54 кА;$$

$$B_{\kappa} = 2,69 кА^2 \cdot с.$$

Также должно соблюдаться условие по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2ном}.$$

Таблица 8 – Расчетные и каталожные параметры трансформатора тока

Трансформатор тока ТРГ-35	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 кВ$	$U_{сет.ном} = 35 кВ$
$I_{max} = 218,46 А$	$I_{1ном} = 300 А$
$i_{y\partial} = 13,54 кА$	$K_{\partial\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 102 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,3 = 43,27 кА$
$B_{\kappa} = 2,69 кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot (0,3)^2 \cdot 0,045 = 6,48 кА^2 \cdot с$

На сторону высокого напряжения 35 кВ двухобмоточного трансформатора измерительные приборы не подключаются.

Таким образом, выбранный трансформатор тока ТРГ-35 удовлетворяет требованиям надежности.

5.3.2 Выбор трансформатора тока на напряжение 10 кВ

Рассмотрим трансформатор тока ТОЛ-10, производитель «Свердловский завод трансформаторов тока».

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 9.

Расчетные параметры, необходимые для выбора трансформатора тока:

$$I_{ном.дл} = 769,8A;$$

$$i_{уд} = 13,8кА;$$

$$B_{к} = 4,11кА^2 \cdot с.$$

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2ном}.$$

Таблица 9 – Расчетные и каталожные параметры трансформатора тока

Трансформатор тока ТОЛ-10	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10кВ$	$U_{сет.ном} = 10кВ$
$I_{max} = 769,8 A$	$I_{1ном} = 1000 A$
$i_{уд} = 13,8кА$	$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.} = 102 \cdot \sqrt{2} \cdot 1 = 144,25кА$
$B_{к} = 4,11кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1^2 \cdot 0,06 = 96кА^2 \cdot с$

Данные о подключенной вторичной нагрузке трансформатора тока и распределении ее по фазам отображены в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	СА4У-И672М	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной мощности	СР4У-И673М	2,5	2,5	2,5
Итого	-	5,5	5,5	5,5

Нагрузка распределяется по фазам равномерно. За расчетную принимаем фазу А.

Индуктивное сопротивление приборов невелико, поэтому:

$$z_2 \approx R_2.$$

Сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,6 - 0,22 - 0,1 = 1,28 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом}.$$

Сечение соединительных проводов с алюминиевыми жилами:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,28} = 0,99 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение проводов 4 мм².

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0283 \cdot 45}{4} = 0,32 \text{ Ом}.$$

Определим значение вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$R_2 = R_{\text{пр}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{к}} = 0,22 + 0,32 + 0,1 = 0,64 \text{ Ом};$$

$$R_2 = 0,64 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,6 \text{ Ом}.$$

Таким образом, условие соблюдается, трансформатор тока ТОЛ-10 будет работать исправно в выбранном классе точности. Принимаем его к установке.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Так же, как и трансформатор тока, трансформатор напряжения служит для измерительных целей, а также для гальванической развязки. Трансформаторы напряжения содержат только один магнитный сердечник и, как правило, проектируются с одной вторичной обмоткой. При необходимости

заземляемые трансформаторы могут снабжаться дополнительной обмоткой, служащей для защиты от замыканий на землю.

6.4.1 Выбор трансформатора напряжения на напряжение 35 кВ

На сторону высокого напряжения 35 кВ выбираем заземляемый однофазный трансформатор напряжения ЗНОЛ-35.

Трансформатор напряжения проверяется по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению: $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$

$$35кВ = 35кВ;$$

б) вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Данные о вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения ЗНОЛ-35

Приборы	Тип приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число приборов	Число катушек	Общая потребляемая мощность	
					P ₁ ,Вт	Q ₁ ,вар
Вольтметр	Э-365	2	2	1	4	-
Счетчик активной мощности	СА4У-И672М	-	2	-	2·1,5=3	2·4,77=9,54
Счетчик реактивной мощности	СР4У-И673М	-	2	-	2·2=4	2·4,58=9,16
Итого	-	-	-	-	11	18,7

Определим полную потребляемую мощность:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{(11)^2 + (18,7)^2} = 21,7ВА;$$

$$S_{ном} = 60ВА;$$

$$S_{2\Sigma} = 21,7ВА < S_{ном} = 60ВА.$$

Согласно проверке, данный трансформатор напряжения удовлетворяет требованиям надежности. Соответственно, принимаем к установке измерительный трансформатор ЗНОЛ-35, класс точности - 0,5.

6.4.2 Выбор трансформатора напряжения на напряжение 10 кВ

На сторону низкого напряжения 10 кВ выбираем незаземляемый однофазный трансформатор напряжения НОЛ-10.

Трансформатор напряжения проверяется по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению: $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;

$$10кВ = 10кВ ;$$

2) вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$.

Данные о вторичной нагрузке трансформатора напряжения сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НОЛ-10

Приборы	Тип прибор ов	Потребляе мая мощность одной катушки, ВА	Число приборо в	Число катушек	Общая потребляемая мощность	
					P ₁ ,Вт	Q ₁ ,вар
Вольтметр	Э-365	2	2	1	4	-
Счетчик активной мощности	СА4У-И672М	-	6	-	6·1,5=9	6·4,77=28,62
Счетчик реактивной мощности	СР4У-И673М	-	4	-	4·2=8	4·4,58=18,32
Итого	-	-	-	-	21	46,94

Определим полную потребляемую мощность:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{(21)^2 + (46,94)^2} = 51,42ВА ;$$

$$S_{ном} = 75ВА\chi ;$$

$$S_{2\Sigma} = 51,42 \text{BA} < S_{\text{ном}} = 75 \text{BA}.$$

Соответственно, данный трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

6.5 Выбор гибких шин и токопроводов

Медь и алюминий являются физически и экономически целесообразными материалами для использования в качестве электрических проводников. Для достижения долгой и надежной службы материала проводника он должен обладать следующими свойствами: низкое электрическое и тепловое сопротивление, высокая устойчивость к усталостному разрушению, высокая механическая прочность при растяжении и сжатии, высокая устойчивость к коррозии, простота изготовления.

Ошиновка подстанции производится гибкими сталеалюминиевыми шинами, отходящие линии 10 кВ также будут выполнены гибкими шинами марки АС.

6.5.1 Выбор гибких шин на напряжение 35 кВ

Сечение гибких шин (проводов) выбирается по следующим параметрам:

1) экономической плотности тока:

Определим расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{A};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб.ном}} = 1,4 \cdot 156 = 218,46 \text{A}.$$

Экономическое сечение данного провода составляет:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{156}{1} = 156 \text{мм}^2.$$

Найденное сечение S округляем до ближайшего стандартного. Принимаем АС - 185/29, $d = 18,8 \text{мм}$, $I_{\text{дон}} = 510 \text{A}$.

2) длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.доп}} ;$$

$$I_{\max} = 218,46 \text{ A} < I_{\text{дл.доп}} = 510 \text{ A}.$$

3) термической стойкости при коротком замыкании;

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены проводами на открытом воздухе.

4) электродинамической стойкости при коротком замыкании;

Проверка на электродинамическую стойкость не производится, так как $I_{n,o} < 20 \text{ кА}$.

5) проверка по условиям коронирования:

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,94}} \right) = 32,55 \text{ кВ / см};$$

$$r_0 = \frac{d}{2} = \frac{18,8}{2} = 0,94 \text{ см}.$$

Рассчитаем значение напряженности электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.з}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 37}{0,94 \cdot \lg \frac{350}{0,94}} = 5,42 \text{ кВ / см};$$

$$D_{\text{ср.з}} = D = 350 \text{ см}.$$

Условие отсутствия коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 ;$$

$$1,07 \cdot 5,42 \leq 0,9 \cdot 32,5 ;$$

$$5,8 \text{ кВ / см} \leq 29,25 \text{ кВ / см};$$

Таким образом, провод АС-185/29 не коронирует.

6.5.2 Выбор гибких шин на напряжение 10 кВ

Сечение гибких шин выбирается по следующим параметрам:

1) экономической плотности тока:

Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,75 \text{ A};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб.ном}} = 1,4 \cdot 549,75 = 769,8 \text{ A};$$

$$S = \frac{549,75}{1} = 549,75 \text{ мм}^2.$$

Принимаем АС - 600/72, $d = 33,2 \text{ мм}$, $I_{\text{дон}} = 1050 \text{ A}$.

2) длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дл.дон}};$$

$$769,8 \text{ A} < 1050 \text{ A}.$$

3) термической стойкости при коротком замыкании;

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены проводами на открытом воздухе.

4) электродинамической стойкости при коротком замыкании;

Проверка на электродинамическую стойкость не производится, так как $I_{\text{н.о}} < 20 \text{ кА}$.

5) проверка по условиям коронирования:

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,6 \text{ кВ / см};$$

$$r_0 = \frac{d}{2} = \frac{33,2}{2} = 1,66 \text{ см}.$$

Определим значение напряженности электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.z}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 10,5}{1,66 \cdot \lg \frac{150}{1,66}} = 1,14 \text{ кВ} / \text{см};$$

$$D_{cp.z} = D = 150 \text{ см}.$$

Условие отсутствия коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 1,14 \leq 0,9 \cdot 30,6;$$

$$1,22 \text{ кВ} / \text{см} \leq 27,54 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Таким образом, условие выполняется - провод АС-600/72 не коронирует.

6.6 Выбор ОПН

ОПН служат для защиты установленных на подстанции электроустановок от импульсных перенапряжений. Наиболее опасным является перенапряжение, вызванное грозами и разрядами молний. Перенапряжение может произойти между фазой и землей или между фазными проводниками. Деструктивное воздействие тока молнии определяется высокой концентрацией энергии, выделяющейся за короткий промежуток времени.

6.6.1 Выбор ОПН на напряжение 35 кВ

На высокое напряжение 35 кВ принимаем к установке ОПНп-35 УХЛ с полимерной изоляцией.

6.6.2 Выбор ОПН на напряжение 10 кВ

На низкое напряжение 10 кВ принимаем к установке ОПН-10 УХЛ с полимерной изоляцией.

7 Релейная защита

Релейная защита на подстанции типа «Сириус-Т» представляет собой дифференциальную токовую защиту. Трансформаторы тока на высокой и низкой сторонах собраны в звезду.

Расчет релейной защиты будем производить по полному диапазону регулирования.

Таблица 13 – Общие параметры релейной защиты

Величина	Обозначение	Расчет для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, A	$I_{ном.перв} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ср}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156A$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,86A$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_T	ТРГ-25 300/5	ТОЛ-10 1000/5
Схема соединения обмоток	Y,D	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, A	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном.перв}}{K_T} \cdot k_{сх}$	$\frac{156 \cdot 1}{300/5} = 2,6A$	$\frac{549,86 \cdot 1}{1000/5} = 2,75A$
Принятые значения, A		2,6	2,8
Значения уставок	" $I_{базВН}$ " " $I_{базСН}$ " " $I_{базНН}$ "	2,6	2,75
Диапазон РПН, %	—	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	

7.1 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

Определение уставок чувствительной тормозной характеристики рассчитывается с учетом, что благодаря алгоритму компенсации составляющая $\Delta U_{РПН}$ не больше 0,04.

Таблица 14 – Уставки чувствительной ступени дифференциальной защиты

Величина	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса (в о.е)	$I_{НБ.РАСЧ.*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04 = 0,29$
Выбор уставки срабатывания	Должно выполняться условие: $I_{\partial 1чувс} / I_{баз} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}$	$1,2 \cdot 0,29 = 0,35$
Принятое значение уставки	" $I_{\partial 1чувс} / I_{баз}$ " Диапазон: $(0,3 - 1,0)I_{БАЗ}$	Принимаем 0,4
Коэффициент уменьшения тормозного тока	$K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч}$	$1 - 0,5 \cdot 0,29 = 0,855$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}}{K_{СН.Т}}$	$\frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,29}{0,855} = 40,7\%$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	" $K_{ТОРМ.ЧУВС. \%}$ " Диапазон : $(10 - 100)\%$	41
Принятое значение уставки второй точки излома	" $I_{m2чувс} / I_{НОМ}$ " Диапазон: $(1,0 - 2,0)I_{НОМ}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ Диапазон: $(0,06 - 0,20)$	0,15

7.2 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)

Таблица 15 – Уставки дифференциальной отсечки

Величина	Обозначение	Числовое значение
Внешний максимальный ток КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}$	5030
Расчетный ток приведенный к номинальному току (в о.е.)	$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{БАЗ.ВН}}$	$\frac{5030}{156} = 32,24$
Ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ} = K_{отс} \left(K_{пер} K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпш} + \Delta f_{добав} \right) I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04) \cdot 32,24 = 18,86$
Уставка срабатывания с учетом отстройки от небаланса	условие: $I_{диф} / I_{баз} \geq I_{НБ}$ и $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	Принимаем значение 19
Принятое значение уставки	" $I_{диф.чувс} / I_{баз}$ " = " $I_{диф.зруб} / I_{баз}$ " Диапазон: (4,0 – 30,0) $I_{БАЗ}$	19

7.3 Чувствительность защиты

В качестве расчетного для дифференциальной защиты трансформатора принимается ток двухфазного короткого замыкания на стороне 10 кВ.

Рассчитаем первичный ток срабатывания при условии отсутствия торможения:

$$I_{СЗ} = I_{НОМ} \cdot (I_{д1зруб} / I_{ном}) = 156 \cdot 0,4 = 62,4 \text{ А.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне 10 кВ:

$$K_{ч} = \frac{I_{К}^{(2)}}{I_{СЗ}} \frac{0,87 \cdot 2370}{62,4} = 33,04.$$

Коэффициент чувствительности больше двух, что говорит об обеспечении достаточной чувствительности защиты.

8 Выбор оперативного тока

Использование оперативного тока на подстанции позволяет обеспечить питание устройств релейной защиты и автоматики, элементов управления коммутационными аппаратами, цепей сигнализации. В аварийном режиме всегда должен достигаться высокий уровень надежности работы защиты и управления коммутационными аппаратами.

На понизительных подстанциях напряжением 35-220 кВ при наличии выключателей на стороне высокого напряжения в качестве оперативного используется постоянный ток. Так как выбранная схема подстанции №35-4Н предполагает наличие выключателей на стороне высокого напряжения, принимаем к установке систему постоянного оперативного тока.

В качестве источников постоянного тока будут использованы аккумуляторные батареи. Данный источник оперативного тока обладает высокой надежностью и при возникновении тяжелых последствий аварийного режима способствует исправной работе защитных устройств при полном отсутствии первичного напряжения.

9 Расчёт собственных нужд подстанции

Охлаждение силовых трансформаторов, подогрев высоковольтных выключателей, работа системы отопления, вентиляции и освещения здания оперативного персонала обеспечивается питанием собственных нужд.

Для определения суммарной мощности собственных нужд занесем информацию о всех потребителях и их потребляемую мощность в таблицу.

Таблица 16 - Потребители собственных нужд подстанции

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт
1	Охлаждение трансформатора	$2 \times 2 = 4$
2	Подогрев выключателей и приводов	$1,8 \times 2 = 3,6$
3	Подогрев шкафов КРУН-10	$1 \times 11 = 11$
4	Подогрев приводов разъединителей	$0,6 \times 8 = 4,8$
5	Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	5,5
6	Маслохозяйство	75
Итого		103,9
Коэффициент загрузки		0,7
Всего		72,73

На основании данных таблицы 16 выбираются два трансформатора собственных нужд мощностью по 40 кВА ТСЗ-40/10.

10 Расчет заземления подстанции

На подстанции будет выполнено контурное заземление. В качестве вертикальных заземлителей будут использованы заземляющие стержни, а в качестве горизонтальных – стальные полосы (4×40). Грунт на территории подстанции – чернозем.

При расчете воспользуемся методом коэффициентов использования.

1. Необходимо определить допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{R_{zp}}{100} \cdot r_3 = \frac{20}{100} \cdot 4 = 0,8 \text{ Ом};$$

при этом нормируемое сопротивление на напряжение 0,4 кВ $r_3 = 4 \text{ Ом}$.

2. Рассчитаем сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$\begin{aligned} R_6 &= \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.с}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) = \\ &= \frac{0,366 \cdot 40}{2} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 1,5}{0,015} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 1,45 + 1,5}{4 \cdot 1,45 - 1,5} \right) = 17,68 \text{ Ом} \end{aligned}$$

где $\rho_{расч.с} = k_c \cdot \rho_{zp} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Глубина заложения вершины вертикального заземлителя с учетом его длины:

$$t' = t_0 + \frac{1}{2}l = 0,7 + \frac{1}{2} \cdot 1,5 = 1,45 \text{ м}.$$

3. Определим количество вертикальных заземлителей:

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R_3} = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,8} = 36,8 \approx 37 \text{ шт.},$$

где коэффициент использования $\eta_6 = 0,6$.

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей принимаем к установке $n_g = 37$.

4. Далее определим длину горизонтального заземлителя:

$$l_2 = a \cdot n_g = 3 \cdot 37 = 111 \text{ м}.$$

5. Рассчитаем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 120}{111} \cdot \lg \frac{2 \cdot 111^2}{0,04 \cdot 0,7} = 2,35 \text{ Ом},$$

где $\rho_{\text{расч.г}} = k'_c \cdot \rho_{\text{зр}} = 6 \cdot 20 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

6. Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования $\eta_2 = 0,29$ равно:

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2} = \frac{2,35}{0,29} = 8,1 \text{ Ом}.$$

7. Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_g = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3} = \frac{8,1 \cdot 0,8}{8,1 - 0,8} = 0,89 \text{ Ом}.$$

8. Уточненное количество вертикальных заземлителей равно:

$$n'_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R'_g} = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,89} = 33,11 \approx 34 \text{ шт}.$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции $n_g = 34$ вертикальных заземлителей.

Заземляющий контур подстанции изображен на рисунке 9.

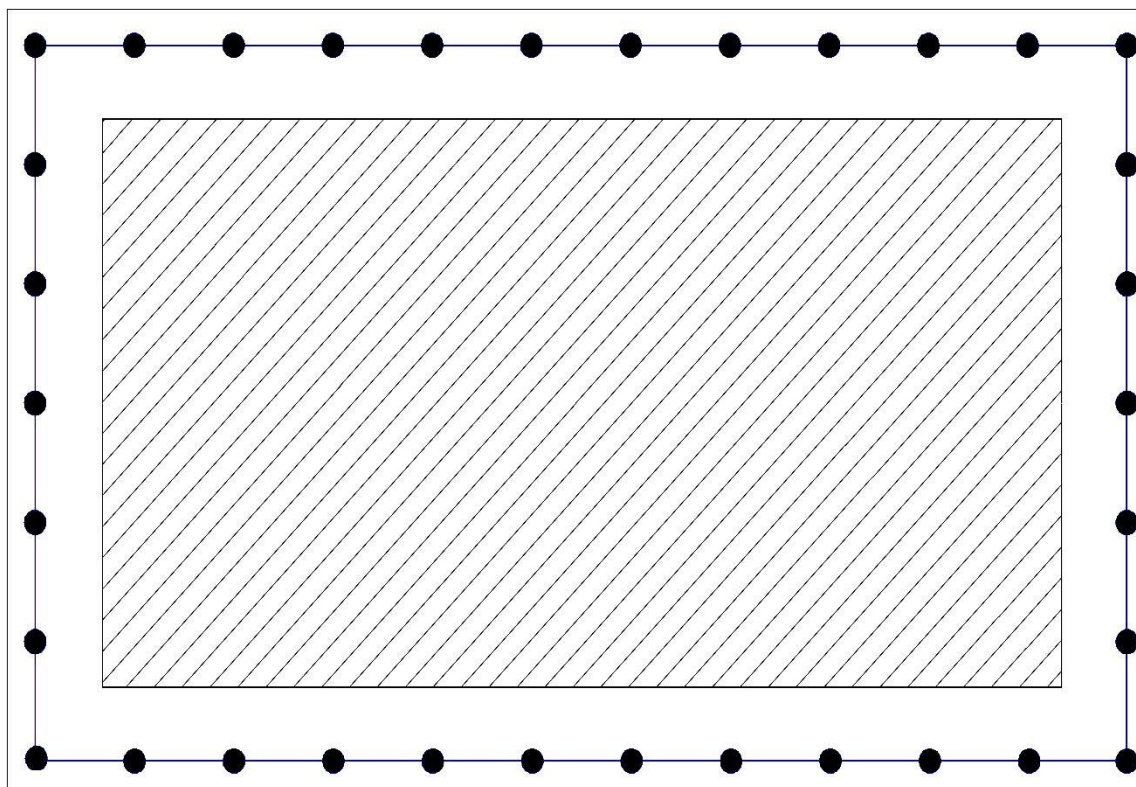


Рисунок 9 – Заземляющий контур подстанции

11 Молниезащита подстанции

Грозовые перенапряжения являются одной из основных причин аварийных ситуаций и перебоев в электроснабжении. Таким образом, правильно спроектированная защита подстанции от внешних перенапряжений имеет решающее значение для обеспечения эффективной, надежной и безопасной эксплуатации системы. Ключевыми элементами системы молниезащиты являются токоотвод, молниеотвод и заземляющий контур.

Обеспечение высокой надежности защиты заключается в выборе зоны и защиты, а также в расчете параметров молниеотводов.

Параметры молниезащиты:

$h = 14,5$ м – высота стержневого молниеотвода;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 31 = 12,3$ м – высота вершины конуса защиты;

$h_x = 5,5$ м – высота защищаемого объекта;

$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 14,5 = 17,4$ м – радиус конуса защиты на уровне земли;

$h_c = 17,5$ м – высота средней части между молниеотводами;

L – расстояние между молниеотводами, м.

$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 5,75 \cdot 14,5 = 83,4$ м – максимальное расстояние между молниеотводами.

Определим радиус конуса защиты на высоте h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{9,6 \cdot (12,3 - 5,5)}{12,3} = 9,6 \text{ м.}$$

Ширина сечения между молниеотводами на высоте h_x :

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{17,4 \cdot (17,5 - 5,5)}{17,5} = 11,9 \text{ м.}$$

На рисунке 10 изображена схема установки молниеотводов и зона их защиты.

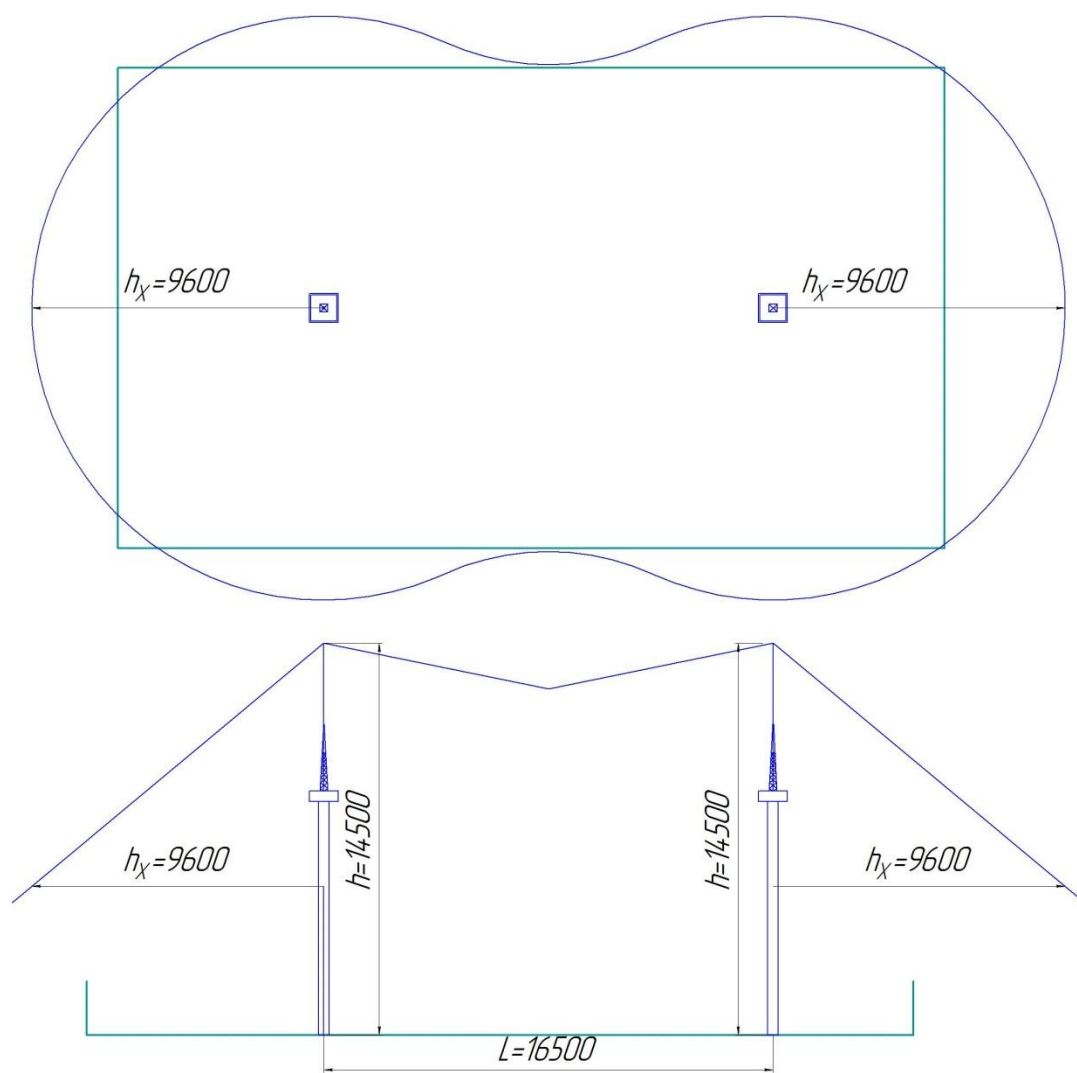


Рисунок 10 – Зона действия молниезащиты

12 Целесообразный режим заземления нейтрали в сетях 10-35 кВ

Режим заземления нейтрали является безусловно важным параметром и в значительной степени определяет характер электромагнитных переходных процессов при пробое изоляции фазы на землю, а также степень опасности перенапряжений при перемежающейся дуге. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 10-35 кВ тесно связан с надежностью электроснабжения, релейной защитой, электробезопасностью и комплексом заземляющих устройств.

На сегодняшний день во всемирной практике в сетях 10-35 кВ используют следующие виды заземления нейтрали:

1. изолированная;
2. заземленная резистивно;
3. заземленная через дугогасящий реактор.

Соответственно, в сетях 10-35 кВ применимы все известные режимы заземления нейтрали, за исключением глухого заземления, применяющегося в сетях 110 кВ и выше. Далее рассмотрим преимущества использования каждого из возможных способов заземления в сетях 10-35 кВ.

Изолированная нейтраль

В соответствии с названием, нейтраль не присоединена к контуру заземления устройства, то есть изолирована. Данный режим заземления нейтрали характеризуется малым значением тока однофазного короткого замыкания. Это преимущество играет значимую роль в сетях 10-35 кВ, так как однофазное короткое замыкание составляет преобладающий процент от общего количества замыканий. При возникновении замыкания данного вида в такой системе перерыва электроснабжения не происходит, что соответствует высокой надежности. Ввиду этого, на сегодняшний день на территории Российской Федерации режим изолированной нейтрали в сетях 10-35 кВ является широко применяемым.

К недостаткам метода относится появление перемежающейся дуги при однофазном замыкании. Ввиду возможности значительного перенапряжения, необходим высокий уровень изоляции. В ином случае, следствием разрушения изоляции может являться переход однофазного замыкания в междуфазное.

Нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор

Данный режим заземления нашел широкое применение в сетях, выполненных кабельными линиями, с большими значениями емкостных токов. Как правило, использование метода осуществляется присоединением к нейтрали трансформатора дугогасящего реактора. Результатом применения такого способа заземления является компенсация реактивной составляющей тока однофазного короткого замыкания. В связи с этим можно выделить следующие преимущества такого режима заземления:

- уменьшение тока короткого замыкания в месте повреждения до минимально возможного значения;
- возможность бесперебойного электроснабжения в случае однофазного замыкания на землю;
- для воздушных линий: возможность самоликвидации однофазного замыкания (неприменимо для кабельных линий, так как изоляция не является самовосстанавливающейся);
- возможность ликвидации дуговых перенапряжений;
- уменьшение количества переходов однофазных замыканий на землю в двух-, трехфазные;
- быстрое восстановление подачи напряжения на поврежденную фазу.

Решение о заземлении нейтрали через реактор принимается в случае, если в нормальном режиме емкостной ток достигает установленных значений. Например, для сетей напряжением 35 кВ данное значение составляет 10 А.

Нейтраль, заземленная через резистор

Несмотря на то, что на территории Российской Федерации данный способ заземления в сетях 10-35 кВ стоит не на первом месте, в западных странах

(Испания, Португалия, Франция, Великобритания) такой режим является широко используемым.

Так же, как и при заземлении через реактор, резистор, как правило, подключается к нейтрали заземляющего трансформатора. В свою очередь, также возможны следующие способы:

1. включение резистора во вторичную обмотку трансформатора (собрана в разомкнутый треугольник) при глухом присоединении нейтрали данного трансформатора к заземляющему контуру;
2. присоединение резистора к однообмоточному трансформатору с обмоткой высшего напряжения, собранной в зигзаг.

Существует две вариации исполнения данного режима: через низкоомный либо высокоомный резистор.

При использовании резистивного высокоомного заземления выбор резистора происходит, исходя из условий, что ток, создаваемый данным элементом в месте однофазного замыкания, будет превышать емкостной ток сети. Данный вариант резистивного заземления используется в сетях с емкостным током замыкания на землю не превышающим 10 А.

В сетях с большими емкостными токами использование высокоомного заземления нейтрали недопустимо. В таких случаях применяют низкоомное заземление. При данном подвиде заземления применяется такой резистор, который создает ток, находящийся в пределах 10-2000 А. Выбор величины тока следует проводить, учитывая следующие условия: наличие электродвигателя или генератора в сети, чувствительность релейной защиты, стойкость высоковольтных опор и оболочки кабеля к данной величине тока однофазного замыкания.

К достоинствам заземления нейтрали через резистор можно отнести:

- при высокоомном заземлении: возможность работы без отключений при однофазном коротком замыкании;
- пониженный уровень дуговых перенапряжений;
- отсутствие феррорезонансных процессов;

- возможность выполнения достаточно простых селективных защит от однофазных замыканий на землю;

- при низкоомном заземлении: значительное снижение возможности поражения рабочего персонала в случае однофазного замыкания за счет быстрого отключения релейной защитой поврежденного участка;

- при низкоомном заземлении и обеспечении селективной релейной защиты: исключение возможного перехода однофазного замыкания в двух- или трехфазное.

Резюмируя вышесказанное, составим таблицу, в которой будут отображены сведения об областях эффективного использования рассмотренных режимов заземления нейтрали.

Таблица 17 – Области использования режимов заземления нейтрали в сетях 10-35 кВ

Тип сети	Сетевое напряжение, кВ	Емкостной ток замыкания на землю в нормальном режиме, А	Возможность длительной работы с однофазным замыканием на землю
Сети генераторного напряжения	10-20	до 5	изолированная нейтраль, высокоомное заземление
		более 5	заземление через дугогасящий реактор
Сети с наличием ж/б и металлических опор на ВЛ	10-35	до 10	изолированная нейтраль, высокоомное заземление

Продолжение таблицы 17

Сети с наличием ж/б и металлических опор на ВЛ	10-35	более 10	заземление через дугогасящий реактор
Сети, не имеющие ж/б и металлических опор на ВЛ	10	до 10	изолированная нейтраль, высокоомное заземление
		10-20	изолированная нейтраль, низкоомное заземление
		более 20	заземление через дугогасящий реактор
	15-20	до 10	изолированная нейтраль, высокоомное заземление
		10-15	изолированная нейтраль, низкоомное заземление
		более 15	заземление через дугогасящий реактор
	35	до 10	изолированная нейтраль, высокоомное заземление
		более 10	заземление через дугогасящий реактор

Заключение

В выпускной квалификационной работе была реконструирована понизительная подстанция 35/10 кВ. Первоначально были определены текущая и планируемая электрические нагрузки данной подстанции, построены соответствующие графики. Далее в результате выбора трансформатора к установке на подстанции были приняты два масляных трансформатора ТД-10000/35/10. Также была спроектирована оптимальная электрическая схема подстанции, обладающая высокими показателями надежности и экономичности. В следующем пункте были рассчитаны токи симметричного и несимметричного короткого замыкания. В соответствии с полученными данными было выбрано оборудование подстанции: элегазовые выключатели марки ВГТ и вакуумные выключатели Evolis для установки в КРУН-10, разъединители марки РГП, приборы учёта и контроля на подстанции, трансформаторы тока типа ТРГ на высшей стороне и марки ТОЛ на низшей, трансформатор напряжения типа ЗНОЛ на стороне 35 кВ и типа НОЛ на стороне 10 кВ, ограничители перенапряжения ОПН. Далее была рассчитана дифференциальная релейная защита, выполненная на микропроцессорной базе Сириус-Т; согласно результатам расчета, данная защита обладает высокой чувствительностью и, соответственно, является надежной. В качестве оперативного был выбран постоянный ток с питанием от аккумуляторных батарей. Для питания потребителей собственных нужд были выбраны два трансформатора собственных нужд ТСЗ-40/10. На следующем этапе была рассчитана молниезащита, к установке были приняты два стержневых молниеотвода, обеспечивающих защиту всей территории подстанции от прямых ударов молнии.

Результатом реконструкции подстанции «Подгорная» является обеспечение стабильной работы электрооборудования и систем защиты, а также обеспечение высокой надежности и безопасности электроснабжения.

Список использованных источников

1. Варварин, В.К. Выбор и наладка электрооборудования: справочник/ В.К. Варварин. – М.: Инфра-М, 2014. – 240 с.
2. Фоков, К.И. Выбор проектных решений при разработке подстанций 10-500 кВ: – учеб. пособие для вузов/ К.И. Фоков. – Хабаровск: ДВГУПС, 2012. – 53 с.
3. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: метод. пособие для вузов/ В.П. Шеховцов – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 592 с.
4. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. пособие для вузов/ В.А. Андреев. – Ульяновск: УлГТУ, 2012. – 639 с.
5. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов/ И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев. – М.: МЭИ, 2012. – 568 с.
6. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для вузов/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2014. – 448 с.
7. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции: учеб. пособие для вузов/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Радиософт, 2016. – 416 с.
8. Сибикин, Ю.Д. Основы эксплуатации электрооборудования электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Радиософт, 2017. – 448 с.
10. Васильева, Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения: учебник для вузов/ Т.Н. Васильева. – М.: Телеком, 2015. – 152 с.
11. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения: учеб. пособие для вузов/ В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – Ростов-на-Дону: Терра Принт, 2013. – 128 с.

12. Гуревич, В.И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса: учеб. пособие для вузов/ В.И. Гуревич. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 302 с.
13. Спиридонов, Н.Н. Режимы работы электрооборудования станций и подстанций: учеб. пособие для вузов/ Н.Н. Спиридонов. – СПб.: Нестор-История, 2015. – 256 с.
14. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для вузов/ Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Академия, 2017. – 288 с.
15. Титков, В.В. Перенапряжения и молниезащита: учебник для вузов/ В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. – СПб.: Лань, 2016. – 224 с.
16. Быстрицкий, Г.Ф. Электроснабжение. Силовые Трансформаторы: учеб. пособие для вузов/ Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – М.: Юрайт, 2016. – 175 с.
17. Дайнеко, В.А. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: учеб. пособие для вузов/ В.А. Дайнеко, Е.П. Забелло, Е.М. Прищепова. – М: Инфра-М, 2015. – 333 с.
18. Ерошенко, Г.Н. Эксплуатация электрооборудования: учебник для вузов/ Г.Н. Ерошенко, И.П. Кондратьева. – М.: Инфра-М, 2017. – 336 с.
19. Csanyi, E. Right Choice of Dry Type or Liquid-Filled Transformer, 2012 [Text] – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/right-choice-of-dry-type-or-liquid-filled-transformer>.
20. Parmar, J. Flexibility and Reliability of Numerical Protection Relay, 2012 [Text] – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/flexibility-and-reliability-of-numerical-protection-relay>.
21. Faruqul, A. Calculation and prevention of short circuit currents in high voltage grids, 2017 [Text] – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/relays/calculation-short-circuit-currents>.

22. Csanyi, E. Circuit breaker selections for low voltage installation, 2017 [Text] – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/circuit-breaker-selections-discrimination>.

23. Csanyi, E. Two main functions of an earth electrode and its installation parameters, 2017 [Text] – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/main-functions-earth-electrode-installation-parameters>.

24. Csanyi, E. Detailed calculation of currents and power according to the type of load, 2017 [Text] – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/calculation-currents-power-load-type>.