

Аннотация

В данной выпускной бакалаврской работе представлена «Реконструкция подстанции 220/110/10 кВ Каргалинская».

На основе первоначальных данных (годовых графиков нагрузки) выполнен расчет электрической нагрузки для ПС «Каргалинская 220 /110 /10 кВ». Далее производился выбор силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания на сторонах 220/110/10кВ , выбор электрических аппаратов и проводников , расчет РЗиА на базе микропроцессорного устройства «Сириус», а также был произведен расчет заземления и молниезащита подстанции

Abstract.

This graduation project is about reconstruction of Kargalinskaya 220/110/10 kV substation.

The graduation project may be divided into several logically connected parts: calculation of electrical loads for the Kargalinskaya substation with voltage of 220 kV on the high side, voltage of 110 kV on the middle side and voltage of 10 kV on the low side, calculation of the electrical load based on the initial data (Annual load graphs) for the stepping down substation Kargalinskaya 220 / 110/10 kV. Further, the choice of power transformers was made according to the technical and economic comparison and the prospective load at the given substation, the following calculation is the calculation of the short-circuit currents on the sides of 220/110/10 kV. This calculation is necessary for further correct choice of electrical equipment and conductors were chosen taking into account the short-circuit current. To protect from short-circuits, calculations are made for relay protection and automation based on Sirius microprocessor. Also, the grounding of the substation, where gravel is used, is carried out. Gravel is needed to reduce pull-in voltage. Further calculation of lightning protection is carried out. The lightning protection will be performed by rod lightning detectors installed on portals.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика ПС «Каргалинская»	6
2 Расчет нагрузок ПС «Каргалинская».....	8
3 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов.....	11
4 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции	23
5 Расчет токов короткого замыкания.....	24
6 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	32
6.1 Выбор выключателей.....	32
6.2 Выбор разъединителей.....	36
6.3 Выбор трансформаторов тока.....	37
6.4 Выбор трансформатора напряжения.....	40
6.5 Выбор жестких шин и изоляторов.....	42
6.6 Выбор опорного изолятора.....	45
6.7 Выбор проходного изолятора.....	45
6.8 Выбор гибких шин.....	46
7 Релейная защита подстанции.....	50
7.1 Расчет дифференциальной защиты.	50
8 Система оперативного тока на подстанции.....	53
9 Расчет заземления подстанции.....	54
10 Молниезащита подстанции.....	60
Заключение	62
Список использованных источников.....	63

Введение

Основным источником энергии в современном мире является электроэнергия. Использование электроэнергии во все времена считался главным вопросом. В 21 веке электроэнергия используется повсеместно. Каждое государство имеет свои энергетические сети.

В Российской Федерации все энергетические сети объединены. Объединенная энергосистема имеет общий режим работы и общее управление. Одним из важнейших аспектов корректной работы всей системы является надежная работа всех частей ЕЭС. Такую работу сети обеспечивает современное оборудование.

Подстанция «Каргалинская» 220/110/10 кВ была построена в 1973г. На подстанции используется оборудование со времен СССР. Данное оборудование морально устарело, требует не малых финансовых вливаний на поддержание работоспособности и не соответствует современным требованиям по пожаро-взрывоопасности.

Целью данной работы является реконструкция подстанции «Каргалинская» 220/110/10 кВ. Вследствие появления нового завода по переработке природного газа на подстанции будут установлены 2 новых трансформаторы на 250кВА и реконструированы ОРУ 220кВ ,ОРУ 110кВ и ЗРУ 10кВ. На сторонах 220кВ 110кВ и 10кВ будет установлено более новое оборудование: элегазовые и вакуумные выключатели, более современные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Вследствие увеличения мощности подстанции будут выбраны более мощные разъединители.

Данные мероприятия позволят повысить надежность подстанции «Каргалинская» 220/110/10 кВ и благодаря увеличению мощности подстанции снабдить электроэнергией завод по переработке природного газа

1 Краткая характеристика ПС «Каргалинская».

Подстанции «Каргалинская» 220/110/10 кВ филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала расположена в Оренбургской области вблизи населенного пункта Холодные Ключи

Подстанции «Каргалинская» построена в 1973г. Подстанция занимает площадь 191. ПС «Каргалинская» снабжает электроэнергией близлежащие населенные пункты, так же ООО Нефтеперерабатывающий Завод Северный и ПАО «Газпром» добыча Оренбург Газоперерабатывающий завод. Основную часть потребителей электроснабжения составляет потребители I категории

Конструктивно ПС «Каргалинская» делится на ЗРУ 10кВ ,ОРУ 220кВ схема №220-9 “Одна рабочая секционированная выключателем система шин”, та же схема применяется на ОРУ 110кВ .

На подстанции используется 2 силовых автотрансформатора АТДЦТН 200кВА 220/110/10

При совершении реконструкции подстанции силовой автотрансформаторов выбирается так, что бы при выходе из работы второго автотрансформатора данный автотрансформатор мог исправно снабжать энергией какой либо энергопотребитель.

Электроснабжение ПС «Каргалинская» 220/110/10 кВ происходит из 4 источников по ВЛ 220кВ. Две линии 220кВ приходят с ПС Газовая, которая питается от Ириклинской ГРЭС, одна линия с ПС Гелий-3 и одна линия с ПС Саракташ.

Подстанции «Каргалинская» построенная в 1973г оборудована электрическими аппаратами не соответствующими современным требованиям по надежности, так же в следствии строительства нового завода по переработке природного газа ПАО «Газпром» настоящая мощность подстанция не удовлетворяет сложившимся требованиям.

В сложившейся ситуации предлагается реконструкция подстанции в ходе, которой будет увеличена мощность автотрансформаторов АТДЦТН-

220/110/10 с 200кВА до 250кВА. ОРУ 220кВ, ОРУ 110кВ и ЗРУ 10кВ будут реконструированы, при реконструкции ОРУ 220кВ, ОРУ 110кВ и ЗРУ 10кВ устаревшее оборудование, которое уже не соответствует современным требованиям, будет заменено на современное оборудование, которое позволит подстанции «Каргалинская» 220/110/10 кВ увеличить надежность электроснабжения.

Заземление на подстанции «Каргалинская» 220/110/10 кВ представляет собой сложный заземлитель. Так же на подстанции используется посыпка гравием которая позволяет напряжение прикосновения свести к требуемому значению.

2 Расчет нагрузок ПС «Каргалинская».

По исходным данным вычисляется нагрузка ПС «Каргалинская». Расчет нагрузок производится на основе годовых графиков ПС «Каргалинская». По имеющимся годовым графикам ПС «Каргалинская» вычисляется полная мощность для конкретных потребителей и для ПС в целом.

Наименование нагрузок :

I - завод по переработке нефти.

II - завод по переработке природного газа.

III - населенный пункт.

Таблица 1 –Характеристики подстанции по потребителям

№	Наименование нагрузок	ЛЭП	Напряжение кВ	cosφ
1	I	ВЛ	110	0,9
2	II	ВЛ	110	0,9
3	III	КЛ	10	0,88

Годовые графики нагрузок представлены на рисунках 1,2,3.

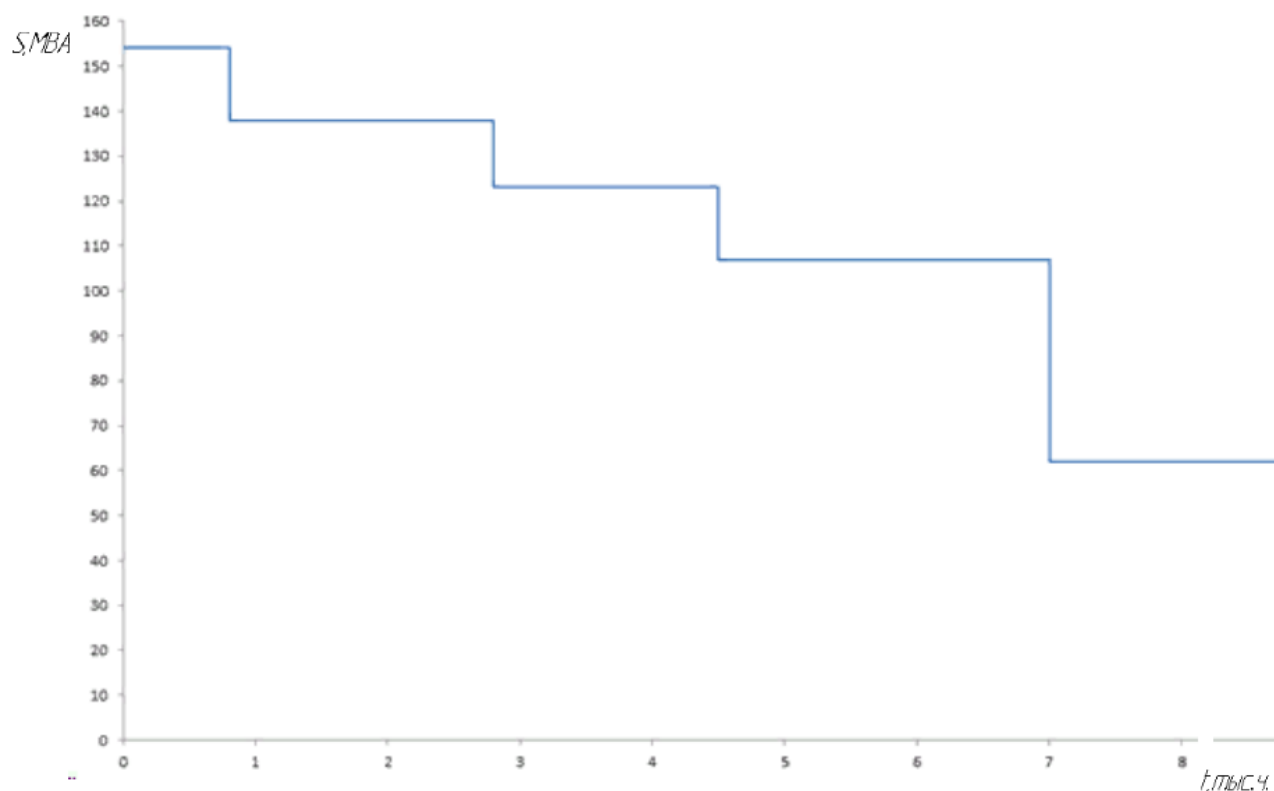


Рисунок 1 - Годовой график нагрузок потребитель-I

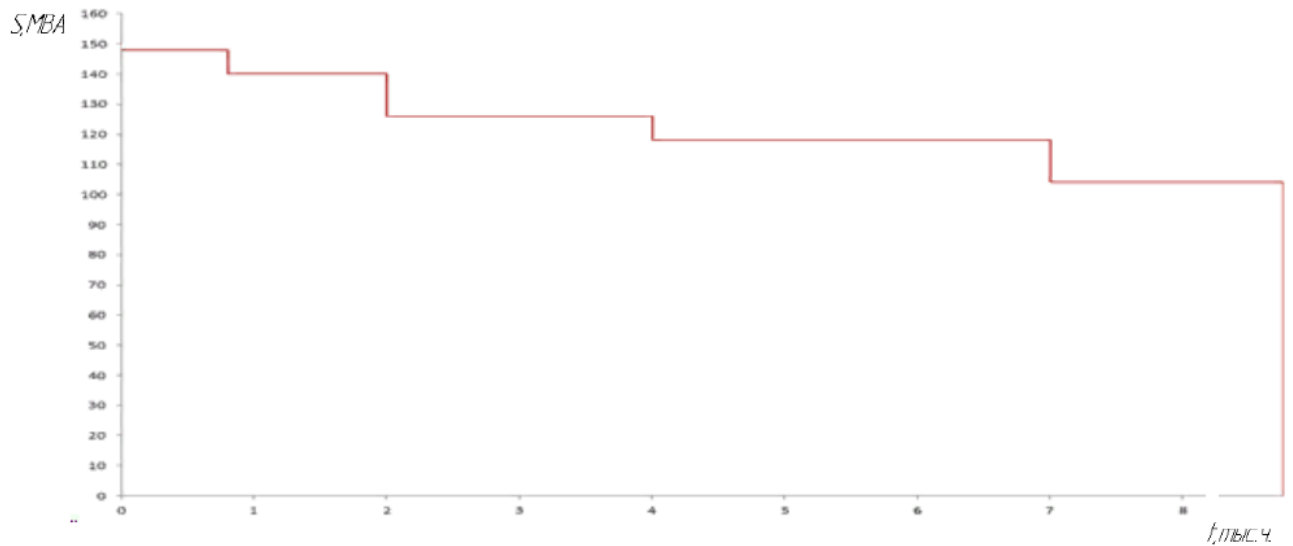


Рисунок 2 - Годовой график нагрузок потребитель-II

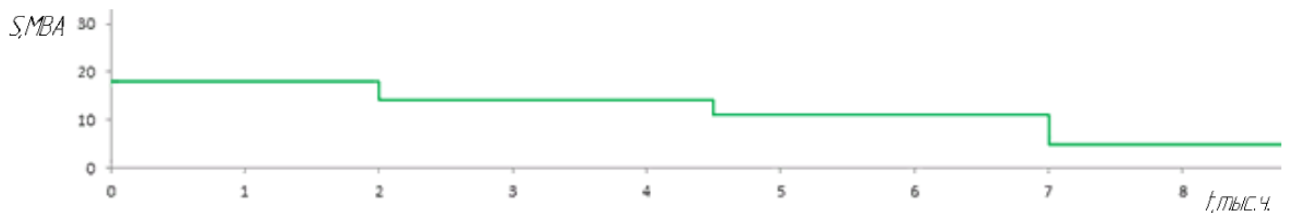


Рисунок 3 - Годовой график нагрузок потребитель-III

Полная мощность для потребителей определяю по формуле:

$$S_{in} t = \frac{P_{in} t}{\cos \phi_{in}} \quad (2.1)$$

$$S_I = \frac{133}{0.9} = 148 \text{ MVA}$$

$$S_{II} = \frac{139}{0.9} = 154 \text{ MVA}$$

$$S_{III} = \frac{16}{0.88} = 18 \text{ MVA}$$

ПО ПОДСТАНЦИИ :

$$S_{MAX}^{ПС} = \sum S_n^i = S_I + S_{II} + S_{III} \quad (2.2)$$

$$S_{\max}^{ПС} = 148 + 154 + 18 = 320 \text{ МВА}$$

Потребляемая энергия для конкретных потребителей определяется по формуле:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t \cdot t_{in} \quad (2.3)$$

$$W_I = 148 \cdot 0.8 + 140 \cdot 1.2 + 126 \cdot 2 + 118 \cdot 3 + 104 \cdot 1.76 \cdot 10^3 = 1075440 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{II} = 154 \cdot 0.8 + 138 \cdot 2 + 123 \cdot 1.7 + 107 \cdot 2.5 + 62 \cdot 1.76 \cdot 10^3 = 984920 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{III} = 18 \cdot 2 + 14 \cdot 2.5 + 11 \cdot 2.5 + 5 \cdot 1.76 \cdot 10^3 = 107300 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для подстанции определяется по формуле:

$$W_{ПС} = \sum W_n \quad (2.4)$$

$$W_{ПС} = 1075440 + 984920 + 107300 = 2167660 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжительность максимальной нагрузки за год:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} \quad (2.5)$$

$$T_M = \frac{2167660}{288} = 7527 \text{ ч}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.6)$$

$$K_{зан} = \frac{7527}{8760} = 0.86$$

3 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов.

Силовой трансформатор выбирается исходя из технико-экономических расчетов. Также при выборе силового трансформатора учитывается класс напряжения и количество обмоток. При рассмотрении трансформатора с напряжением выше 150кВ предпочтение отдается автотрансформаторам, так как они экономичнее, имеют меньший размер и выше КПД. Так же может стоять выбор между трехфазным трансформатором и группой однофазных трансформаторов. Группа однофазных применяется редко так как имеет ряд недостатков: группа однофазных трансформаторов занимает больше места чем трехфазный, имеет большую стоимость и меньшее КПД чем трехфазный.

На трансформаторах присутствует устройства регулировки под нагрузкой (РПН). Устройство РПН используется поддержания напряжения на шинах, при сезонных изменениях нагрузки, рядом с номинальным значение напряжения. Устройство РПН позволяет регулировать количество витков обмоток без прекращения питания потребителя.

Мощность трансформатора выбирается, следуя требуемой суммарной мощности потребителей, так же обязательно учитывается возможная перегрузка. Количество трансформаторов выбирается, следуя из категории потребителя. Для потребителей 1-й и 2-й категории используется 2-х трансформаторная ПС.

Мощность трансформатора определяется по формуле :

$$S_{номТ} = \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot n - 1} \quad (3.1)$$

$$S_{номТ} = \frac{320 \cdot 0.8}{1.4 \cdot 2 - 1} = 182 МВА$$

$$S_{номТ} = 0.7 \cdot S_{maxПС}$$

$$175 \approx 182$$

Следуя из полученной мощности, из справочника выбираются два трансформатора, которые должны соответствовать неравенству: $S_{номТ2} > S_{номТ1} \geq S_{номТ}$. Выбираем АДЦТН 250МВА 220/110/10 и группу АОДЦТН 95МВА 220/110/10

Для расчета берется трансформатор АДЦТН 250МВА 220/110/10, данные из справочника внесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Данные из справочника АДЦТН 250МВА 220/110/10

Тип	$S_{номТ}$ МВА	Данные из справочника								
		$U_{ном} кВ$			$u_k \%$			ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %
АДЦТН 250000	250	<i>ВН</i>	<i>СН</i>	<i>НН</i>	<i>ВН – –СН</i>	<i>ВН – –НН</i>	<i>СН – –НН</i>			
		230	121	10,5	11	32	20	520	120	0,5

Коэффициенты загрузки обмоток ВН СН НН трансформатора:

$$k_{з,н} = \frac{S_n}{S_{номТ}} \quad (3.2)$$

$$k_{з,в} = \frac{320}{250} = 1.28$$

$$k_{з,с} = \frac{302}{250} = 1.21$$

$$k_{з,н} = \frac{18}{250} = 0.07$$

Приведенные потери активной мощности возникающие в трансформаторе, работающем в режиме х.х:

$$P_x' = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x \quad (3.3)$$

$$P_x' = 120 + 0.05 \cdot 1250 = 182.5 \text{ кВт}$$

где $Q_x = \frac{I_x \text{ \%}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0.5}{100} \cdot 250000 = 12500 \text{ квар}$

Вычисляются потери активной мощности, возникающие в трансформаторе:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_k \quad (3.4)$$

$$P'_{к.в} = 260 + 0.05 \cdot 28750 = 1697.5 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.с} = 260 = 260 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н} = 260 + 0.05 \cdot 51250 = 2822.5 \text{ кВт}$$

где $P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0.5 \cdot \Delta P_k = 0.5 \cdot 520 = 260 \text{ кВт}$

Потери реактивной мощности, возникающие в трансформаторе:

$$Q_k = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot S_{номТ} \quad (3.5)$$

$$Q_{к.в} = \frac{11.5}{100} \cdot 250000 = 28750 \text{ квар}$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 250000 = 0 \text{ квар}$$

$$Q_{к.н} = \frac{20.5}{100} \cdot 250000 = 51250 \text{ квар}$$

где $U_{к.в} = 0.5 \cdot u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}$

$$U_{к.в} = 0.5 \cdot 32 + 11 - 20 = 11.5\%$$

$$U_{к.с} = 0.5 \cdot u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}$$

$$U_{к.с} = 0.5 \cdot 11 + 20 - 32 = 0\%$$

$$U_{к.н} = 0.5 \cdot u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}$$

$$U_{к.н} = 0.5 \cdot 32 + 20 - 11 = 20.5\%$$

Приведенные потери мощности, возникающие в трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{з.с}^2 \cdot P'_{к.с} + k_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (3.6)$$

$$P_T' = 182.5 + 1.28^2 \cdot 1697.5 + 1.21^2 \cdot 260 + 0.07^2 \cdot 2822.5 = 33589.9 \text{ кВт}$$

С учетом годовых графиков для соответствующих обмоток - S_{Bi}, S_{Ci}, S_{Hi} рассчитываются потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.bi} + \sum \Delta W_{k.ci} + \sum \Delta W_{k.hi} = \\ &= \sum n_i \cdot P_x' \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{к.в}' \cdot k_{3.в}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{к.с}' \cdot k_{3.с}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{к.н}' \cdot k_{3.н}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.7)$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Потери электроэнергии

i	S_{Bi} MBA	S_{Ci} MBA	S_{Hi} MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВтч	$k_{3,ei}$	$k_{3,ci}$	$k_{3,hi}$	$\Delta W_{k,ei}$ кВт·ч	$\Delta W_{k,ci}$ кВт·ч	$\Delta W_{k,hi}$ кВт·ч
1	320	302	18	2	800	292000	1.64	1.46	0.005	1112801	151763	5853
2	296	278	18	2	1200	438000	1.40	1.24	0.005	1428211	192901	8779
3	278	264	14	2	800	292000	1.24	1.12	0.003	839861	115974	3541
4	263	249	14	2	1200	438000	1.11	0.99	0.003	1127510	154754	5311
5	255	241	14	2	500	182500	1.04	0.93	0.003	441650	60404	2213
6	236	225	11	2	2500	912500	0.89	0.81	0.002	1891436	263250	6830
7	171	166	5	2	1760	642400	0.47	0.44	0.0004	699089	100877	994
Σ						3197400				7540558	1039924	33520

Экономическая нагрузка для ПС:

$$S_{э.пс} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot n-1 \cdot \frac{P_x'}{P_k'}} \quad (3.8)$$

$$S_{э.пс} = 250000 \cdot \sqrt{2 \cdot 2-1 \cdot \frac{182.5}{1957.5}} = 107 \text{ MVA}$$

Годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = 3197400 + 7540558 + 1039924 + 33520 = 11811402 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Определяем стоимость потерь за год:

$$I_{э} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{э} \quad (3.9)$$

$$I_{э} = 11811402 \cdot 1.68 = 19843155 \text{ тыс.руб}$$

Определяем затраты на 1кВт·ч:

$$C_{э} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (3.10)$$

$$C_{э} = \frac{420 \cdot 12}{7527} + 1.009 = 1.68 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

Рациональность выбора определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_o + I_{э} \quad (3.11)$$

$$Z_{пр} = 0.15 \cdot 41300000 + 3469200 + 19843155 = 29507355 \text{ тыс.руб}$$

где K - стоимость автотрансформатора ($K = 41300000 \text{ тыс.руб}$);

E_H - нормативный коэффициент дисконтирования, $E_H = 0.15$;

I_o - отчисления за год ($I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0.084 \cdot 41300000 = 3469200 \text{ тыс.руб}$).

Следующим для расчета берется трансформатор АТДЦТН 95МВА 220/110/10, данные из справочника внесены в таблицу-4.

Таблица 4 – Данные из справочника АОДЦТН 95МВА 220/110/10

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$ МВА	Данные из справочника								
		$U_{\text{ном}}$, кВ			u_k , %			ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %
3хАОДЦТН 95000	95	<i>ВН</i>	<i>СН</i>	<i>НН</i>	<i>ВН –</i> <i>–СН</i>	<i>ВН –</i> <i>–НН</i>	<i>СН –</i> <i>–НН</i>			
		230	121	10,5	10	30	18			

Коэффициенты загрузки обмоток высокого, среднего и низкого напряжений трансформатора:

$$k_{з,н} = \frac{S_n}{S_{\text{номТ}}} \quad (3.12)$$

$$k_{з,в} = \frac{320}{285} = 1.12$$

$$k_{з,с} = \frac{302}{285} = 1.06$$

$$k_{з,н} = \frac{18}{285} = 0.06$$

Приведенные потери активной мощности возникающие в трансформаторе, работающем в режиме х.х:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ин}} \cdot Q_x \quad (3.13)$$

$$P'_x = 240 + 0,05 \cdot 1425 = 311 \text{ кВт}$$

$$\text{где } Q_x = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{\text{номТ}} = \frac{0.5}{100} \cdot 285000 = 1425 \text{квар}$$

Вычисляются потери активной мощности, возникающие в трансформаторе:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_k \quad (3.14)$$

$$P'_{к.в} = 465 + 0.05 \cdot 31350 = 2083 \text{кВт}$$

$$P'_{к.с} = 465 = 465 \text{кВт}$$

$$P'_{к.н} = 465 + 0.05 \cdot 54150 = 3173 \text{кВт}$$

$$\text{где } P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0.5 \cdot \Delta P_k = 0.5 \cdot 3 \cdot 310 = 465 \text{кВт}$$

Потери реактивной мощности, возникающие в трансформаторе:

$$Q_k = \frac{U_k (\%)}{100} \cdot S_{\text{номТ}} \quad (3.15)$$

$$Q_{к.в} = \frac{11}{100} \cdot 285000 = 31350 \text{квар}$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 285000 = 0 \text{квар}$$

$$Q_{к.н} = \frac{19}{100} \cdot 285000 = 54150 \text{квар}$$

$$\text{где } U_{к.в} = 0.5 \cdot u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}$$

$$U_{к.в} = 0.5 \cdot 30 + 10 - 18 = 11\%$$

$$U_{к.с} = 0.5 \cdot u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}$$

$$U_{к.с} = 0.5 \cdot 10 + 18 - 30 = 0\%$$

$$U_{к.н} = 0.5 \cdot u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}$$

$$U_{к.н} = 0.5 \cdot 30 + 18 - 10 = 19\%$$

Приведенные потери мощности, возникающие в трансформаторе:

$$P_T' = P_x' + k_{3.6}^2 \cdot P_{к.6}' + k_{3.с}^2 \cdot P_{к.с}' + k_{3.н}^2 \cdot P_{к.н}' \quad (3.16)$$

$$P_T' = 311 + 1.12^2 \cdot 2083 + 1.06^2 \cdot 465 + 0.06^2 \cdot 3173 = 3457 \text{ кВт}$$

С учетом годовых графиков для соответствующих обмоток - S_{Bi}, S_{Ci}, S_{Hi} рассчитываются потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.6i} + \sum \Delta W_{к.сi} + \sum \Delta W_{к.нi} = \\ &= \sum n_i \cdot P_x' \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{к.6}' \cdot k_{3.6}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{к.с}' \cdot k_{3.с}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{к.н}' \cdot k_{3.н}^2 \cdot T_i \right) \quad (3.17) \end{aligned}$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Потери электроэнергии

i	S_{Bi} MBA	S_{Ci} MBA	S_{Hi} MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{\Sigma i},$ кВтч	$k_{3,ei}$	$k_{3,ci}$	$k_{3,hi}$	$\Delta W_{k,ei}$ кВт·ч	$\Delta W_{k,ci}$ кВт·ч	$\Delta W_{k,hi}$ кВт·ч
1	320	302	18	2	800	497600	1.26	1.12	0.004	1050412	208851	5062
2	296	278	18	2	1200	746400	1.08	0.95	0.004	1348138	265463	7594
3	278	264	14	2	800	497600	0.95	0.86	0.002	792773	159599	3062
4	263	249	14	2	1200	746400	0.85	0.76	0.002	1064296	212967	4593
5	255	241	14	2	500	311000	0.8	0.72	0.002	416888	83126	1914
6	236	225	11	2	2500	1555000	0.69	0.62	0.002	1785392	362274	5908
7	171	166	5	2	1760	1094720	0.36	0.34	0.0003	1659894	138823	859
Σ						5448720				7117793	1431105	28995

Экономическая нагрузка для ПС:

$$S_{э.пс} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot n-1 \cdot \frac{P_x}{P_k}} \quad (3.18)$$
$$S_{э.пс} = 285000 \cdot \sqrt{2 \cdot 2-1 \cdot \frac{311}{2498}} = 142 \text{ МВА}$$

Годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = 5448720 + 7117793 + 1431105 + 28996 = 14026614 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Определяем стоимость потерь за год:

$$I_{э} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{э} \quad (3.19)$$
$$I_{э} = 14026614 \cdot 1.68 = 23564711 \text{ тыс.руб}$$

Определяем затраты на 1кВт·ч:

$$C_{э} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (3.20)$$
$$C_{э} = \frac{420 \cdot 12}{7527} + 1.009 = 1.68 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

Рациональность выбора определяется методом приведенных затрат

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_o + I_{э} \quad (3.21)$$
$$Z_{пр} = 0.15 \cdot 77400000 + 6501600 + 2356711 = 41676311 \text{ тыс.руб}$$

где K - стоимость автотрансформатора ($K = 77400000 \text{ тыс.руб}$);

E_H - нормативный коэффициент дисконтирования, $E_H = 0.15$;

I_o - отчисления за год ($I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0.084 \cdot 77400000 = 6501800 \text{ тыс. руб.}$).

Следуя из нагрузок на подстанции и с учетом постройки нового завода по переработке природного газа, выбор стоял между группой однофазных автотрансформаторов и трехфазного автотрансформатора. Руководствуясь технико-экономическим расчетом и учитывая преимущества трехфазного автотрансформатора перед группой однофазных трансформаторов, для установки был выбран автотрансформатор АТДЦТН 250МВА 220/110/10.

4 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции.

Схема для открытых распределительных устройств (ОРУ) выбирается с учетом перспективы улучшения энергосистемы. Выбирая схему ОРУ требуется учитывать категории потребителей. Одним из предъявляемым требованием для схем ОРУ является то, что схема должна обеспечивать безопасность для персонала при ремонтных работах, переключениях, схема должна быть не сложной и наглядной [6]. На ПС «Каргалинская» 220/110/10 кВ На стороне ВН 220кВ и СН 110кВ реализована схема № 220/110-9 “Одна рабочая с секционированная выключателем систем шин”. Схема указана на Рисунке 4. Данная схема применяется на ПС с наличием ВЛ., которые резервируются от других ПС. Подстанция «Каргалинская» 220/110/10 кВ питает два энергоемких завода по переработке природного газа и нефтеперерабатывающий завод. ПС «Каргалинская» 220/110/10 кВ является узловой подстанцией.

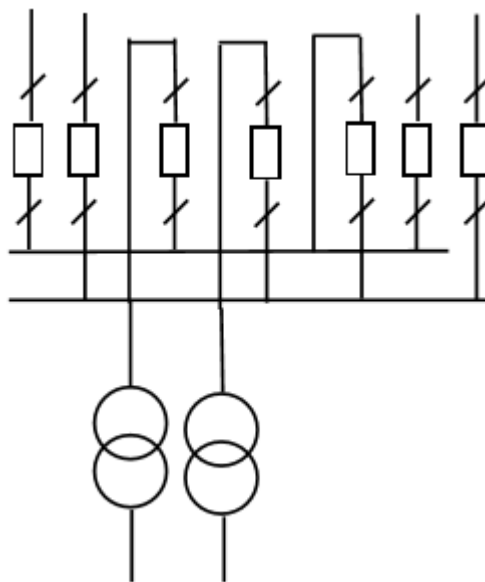


Рисунок 4 - Выбранная схема ОРУ на сторонах ВН/СН

5 Расчет токов короткого замыкания.

Расчет токов к.з. необходим при реконструкции, замене аппаратов , выбора токоведущих частей , заземлений и РЗиА

Расчет токов к.з. при выборе кабелей происходит по техническим и электро-динамическим условиям. При возникновении к.з. для нахождения характеристик срабатывания, определения РЗиА вычисляется приближенным методом.

Схема для вычисления токов кз показана на рисунке 5

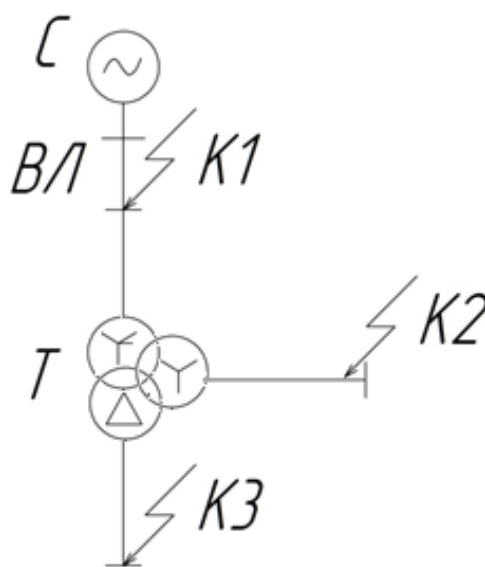


Рисунок 5 – Расчетная схема

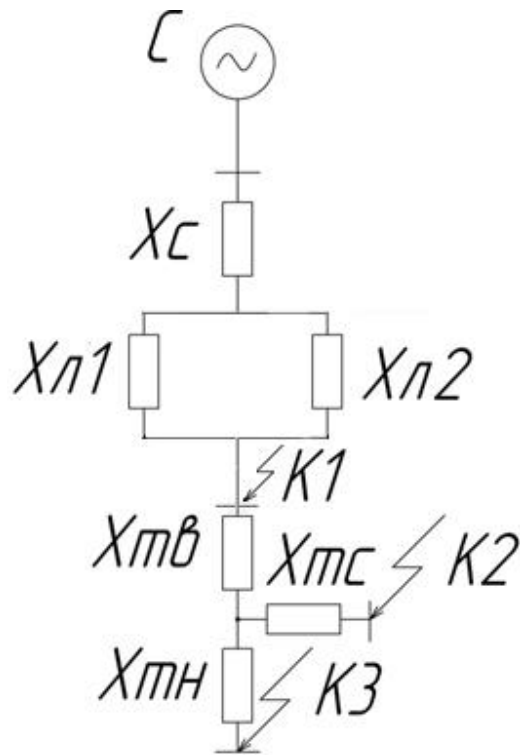


Рисунок 6 – Схема замещения

Базисную мощность принимается $S_{\sigma}=1000$ МВА.

Производится расчет сопротивлений:

$$x_{\bar{,}c}^* = \frac{S_{\bar{}}}{S_{K3}} \quad (5.1)$$

$$x_{\bar{,}c}^* = \frac{1000}{4400} = 0.230.e$$

Вычисляется сопротивление автотрансформатора обмотки ВН:

$$x_{\bar{,}TB}^* = \frac{U_{к.в} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{}}}{S_{номТ}} \quad (5.2)$$

$$x_{\bar{,}TB}^* = \frac{11.5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0.460.e$$

Вычисляется сопротивление автотрансформатора обмотки СН:

$$x_{\delta,TC}^* = \frac{U_{к.в} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} \quad (5.3)$$

$$x_{\delta,TC}^* = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0 \text{ о.е}$$

Вычисляется сопротивление автотрансформатора обмотки НН:

$$x_{\delta,TH}^* = \frac{U_{к.в} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} \quad (5.4)$$

$$x_{\delta,TH}^* = \frac{20.5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0.82 \text{ о.е}$$

Вычисляется сопротивление линии:

$$x_{\delta,Л}^* = \frac{1}{n} \cdot x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} \quad (5.5)$$

$$x_{\delta,Л1}^* = \frac{1}{2} \cdot 0.43 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0.04 \text{ о.е}$$

$$x_{\delta,Л2}^* = \frac{1}{2} \cdot 0.43 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0.06 \text{ о.е}$$

$$x_{\delta,Л}^* = \frac{0.04 \cdot 0.06}{0.04 + 0.06} = 0.024 \text{ о.е}$$

Вычисляется базисный ток К1:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (5.6)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2.56 \text{ кА}$$

Вычисляется базисный ток К2:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (5.7)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.1 \text{ кА}$$

Вычисляется базисный ток К3:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (5.8)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.99 \text{ кА}$$

Вычисляется результирующее сопротивление К1:

$$x_{K1 \bar{\sigma}}^* = x_{\bar{\sigma}, c}^* + x_{\bar{\sigma}, Л}^* \quad (5.9)$$

$$x_{K1 \bar{\sigma}}^* = 0.23 + 0.024 = 0.26 \text{ о.е.}$$

Вычисляется периодическая составляющая к.з.:

$$I_{K1} = \frac{E_{* \bar{\sigma}}''}{x_{* K1 \bar{\sigma}}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \quad (5.10)$$

$$I_{K1} = \frac{1}{0.26} \cdot 2.56 = 9.5 \text{ кА}$$

Вычисляется ударный ток к.з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K1} \quad (5.11)$$

$$i_{y\delta} = 1.41 \cdot 1.8 \cdot 9.5 = 24.11 \text{ кА}$$

где $k_{y\delta} = 1.8$ – ударный коэффициент [14]

Вычисляется результирующее сопротивление К2:

$$x_{K2\delta}^* = x_{K1\delta}^* + x_{TB\delta}^* + x_{TC\delta}^* \quad (5.12)$$

$$x_{K2\delta}^* = 0.26 + 0.46 + 0 = 0.73 \text{ о.е}$$

Вычисляется периодическая составляющая к.з.:

$$I_{K2} = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*K2\delta}} \cdot I_{\delta} \quad (5.13)$$

$$I_{K2} = \frac{1}{0.73} \cdot 5.1 = 6.99 \text{ кА}$$

Вычисляется ударный ток к.з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K2} \quad (5.14)$$

$$i_{y\delta} = 1.41 \cdot 1.8 \cdot 6.99 = 17.73 \text{ кА}$$

где $k_{y\delta} = 1.8$ – ударный коэффициент [14]

Вычисляется результирующее сопротивление К3:

$$x_{K3\delta}^* = x_{K1\delta}^* + x_{TB\delta}^* + x_{TH\delta}^* \quad (5.15)$$

$$x_{K3\delta}^* = 0.26 + 0.46 + 0.82 = 1.55 \text{ о.е}$$

Вычисляется периодическая составляющая к.з.:

$$I_{K3} = \frac{E''_{* \bar{b}}}{x^*_{K3 \bar{b}}} \cdot I_{\bar{b}} \quad (5.16)$$

$$I_{K3} = \frac{1}{1.55} \cdot 54.99 = 35.48 \text{ кА}$$

Вычисляется ударный ток к.з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K3} \quad (5.17)$$

$$i_{y\delta} = 1.41 \cdot 1.92 \cdot 35.48 = 96.04 \text{ кА}$$

где $k_{y\delta} = 1.92$ – ударный коэффициент [14]

Вычисляется сопротивление для нулевой последовательности линии:

$$x^*_{Л0} = \left(\frac{x_0}{x_1} \right) \cdot x^*_{Л \bar{b}} \quad (5.18)$$

$$x^*_{Л0} = 4.7 \cdot 0.024 = 2.20 \text{ о.е}$$

где $\left(\frac{x_0}{x_1} \right) = 4.7$ т.к. число цепей 2 .

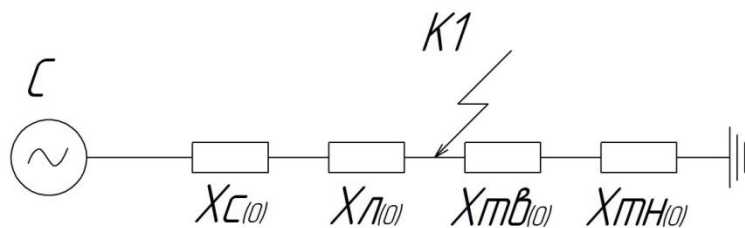


Рисунок 7 – Схема замещения нулевой последовательности

Упрощается схема:

$$x_1 = x_{c0} + x_{Л0} \quad (5.19)$$

$$x_1 = 0.23 + 0.11 = 2.62 \text{ o.e}$$

$$x_2 = x_{ТВ0} + x_{ТН0} \quad (5.20)$$

$$x_2 = 0.46 + 0.82 = 1.28 \text{ o.e}$$

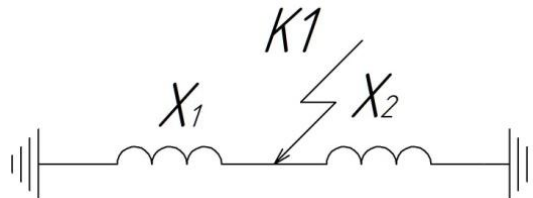


Рисунок 8 – Схема после упрощения

Упрощается схема:

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} \quad (5.21)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{0.34 \cdot 1.28}{0.34 + 1.28} = 0.27 \text{ o.e}$$

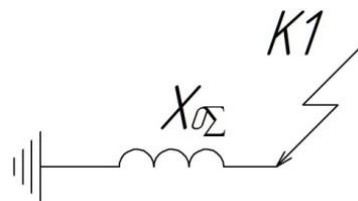


Рисунок 9 – Конечная схема замещения нулевой последовательности

Упрощается схема:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*c\delta} + x_{*Л\delta} \quad (5.22)$$

$$x_{1\Sigma} = 0.23 + 0.024 = 0.26 \text{ o.e}$$

Вычисляется добавочное сопротивление к.з.:

$$x_{\Delta}^1 = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} \quad (5.23)$$

$$x_{\Delta}^1 = 0.26 + 0.27 = 0.53 \text{ o.e.}$$

$$x_{\Delta}^2 = x_{2\Sigma} \quad (5.24)$$

$$x_{2\Sigma} = 0.26 \text{ o.e.}$$

$$x_{\Delta}^{1,1} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \quad (5.25)$$

$$x_{\Delta}^{1,1} = \frac{0.26 \cdot 0.27}{0.26 + 0.27} = 0.132 \text{ o.e.}$$

$$x_{\Delta}^3 = 0$$

$$m^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{2(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})}} \quad (5.26)$$

$$m^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0.26 \cdot 0.27}{2(0.26 + 0.27)}} = 0.87$$

Вычисляется ток кз:

$$I^1 = m^1 \cdot \frac{E_{* \delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^1} \cdot I_{\delta} \quad (5.27)$$

$$I^1 = 3 \cdot \frac{1}{0.26 + 0.53} \cdot 2.56 = 9.72 \text{ кА}$$

$$I^{1,1} = 0.87 \cdot \frac{1}{0.26 + 0.132} \cdot 2.56 = 5.71 \text{ кА}$$

$$I^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0.26 + 0.26} \cdot 2.56 = 8.36 \text{ кА}$$

6 Выбор электрических аппаратов и проводников.

Все электрические установки могут функционировать в 3-х режимах: номинальный, перегрузка и к.з. режимах. При номинальном режиме обеспечивается нормальная работа установки, если правильно рассчитаны номинальный ток и напряжение. При ненормальном режиме, когда значение всей нагрузки выше допустимого значения исправная работа установки не может быть длительна, работа при таком условии зависит от токов и напряжений в данный момент. Для каждой установки есть нормированные значение времени работы при таких условиях, при длительной работе в таких условиях установка может разрушиться. При режиме к.з. исправная работа установки обуславливается правильным выбором по термической и электродинамической стойкости. Так же учитывается такой обязательный параметр как отключающую способность.

6.1 Выбор выключателей.

Выключатели бывают различных видов, на данной подстанции установлены масляные выключатели, данные выключатели опасны в использовании и не практичны. В ходе реконструкции эти выключатели заменены на элегазовые, они имеют ряд преимуществ перед масляными например они менее пожароопасные и не требуют больших затрат на содержание. В данный момент одним из перспективным направлением развития в этом направлении является вакуумные выключатели, но данный вид выключателей в основном устанавливается на сторонах 6-35кВ

Выбирается выключатель на сторону 220кВ.

Токи к.з. принимается $I_{n,0}^3 = 9.5кА; i_{уд} = 24.1кА$

$$I_{\max BH} = \frac{S_{T_{\text{НОМ}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (6.1.1)$$

$$I_{\max BH} = \frac{320000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 818 A$$

Вычисляем термическую стойкость:

$$B_K = I_{n,0}^2 \cdot \tau \quad (6.1.2)$$

$$B_K = 9.5^2 \cdot (0.2 + 0.05) = 22.6 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

По полученным данным выбирается элегазовый выключатель DT1-245.

Вычисляем max значение аperiodической сост. тока к.з

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta} \quad (6.1.3)$$

$$i_{a,\tau} = 1.41 \cdot 9.5 \cdot e^{-0.25/0.05} = 5.4 \text{кА}$$

где $Ta = 0.05 \text{с}$

Все данные сводятся в таблицу 6.

Таблица 6 – Данные по выключателю DT1-245

Выключатель DT1-245	
1	2
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 220 \text{кВ}$
$I_{\max} = 818 A$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 A$
$I_{n,0}^3 = 9.5 \text{кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{кА}$
$i_{a,\tau} = 5.4 \text{кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = 22.4 \text{кА}$
$i_{y\partial} = 24.11 \text{кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 102 \text{кА}$
$B_K = 22.6 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0.035 = 56 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбирается выключатель на сторону 110кВ.

Токи к.з. принимается $I_{n,0}^3 = 6.09 \text{кА}$; $i_{y\partial} = 17.73 \text{кА}$

$$I_{\max CH} = \frac{S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (6.1.4)$$

$$I_{\max CH} = \frac{302000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1544 \text{А}$$

Вычисляем термическую стойкость:

$$B_K = I_{n,0}^2 \cdot \tau \quad (6.1.5)$$

$$B_K = 6.99^2 \cdot 0.045 = 2.1 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

По полученным данным выбирается элегазовый выключатель DT1-145.

Вычисляем max значение аperiodической сост. тока к.з

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta} \quad (6.1.6)$$

$$i_{a,\tau} = 1.41 \cdot 6.99 \cdot e^{-0.045/0.05} = 4 \text{кА}$$

где $Ta = 0.05 \text{с}$

Все данные сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Данные по выключателю DT1-125

Выключатель DT1-125	
1	2
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{кВ}$
$I_{\max} = 1544 \text{А}$	$I_{ном} = 2000 \text{А}$

Продолжение таблицы 7

1	2
$I_{n,0}^3 = 6.99 \text{кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{А}$
$i_{a,\tau} = 4 \text{кА}$	$i_{a.ном} = 22.4 \text{кАкА}$
$i_{y\partial} = 17.73 \text{кА}$	$i_{np.c} = 40 \text{кА}$
$B_{\kappa} = 2.1 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0.05 = 80 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбирается выключатель на сторону 10кВ.

Токи к.з. принимается $I_{n,0}^3 = 35.48 \text{кА}$; $i_{y\partial} = 96.04 \text{кА}$

$$I_{\max HH} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.1.7)$$

$$I_{\max HH} = \frac{18000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1008 \text{А}$$

Вычисляем термическую стойкость:

$$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 \cdot \tau \quad (6.1.8)$$

$$B_{\kappa} = 35.48^2 \cdot 0.03 = 37.7 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

По полученным данным выбирается элегазовый выключатель GG 55.

Вычисляем max значение аperiodической сост. тока к.з

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta} \quad (6.1.9)$$

$$i_{a,\tau} = 1.41 \cdot 35.48 \cdot e^{-0.08/0.16} = 30.2 \text{кА}$$

где $Ta = 0.16 \text{с}$.

Все данные сводятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные по выключателю VF 12

Выключатель VF 12	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10кВ$	$U_{сет.ном} = 10кВ$
$I_{max} = 1008А$	$I_{ном} = 1250А$
$I_{n,0}^3 = 35.48кА$	$I_{откл.ном} = 40кА$
$i_{a,\tau} = 30.2кА$	$i_{a.ном} = 40кА$
$i_{y\delta} = 96.04кА$	$i_{np.c} = 100кА$ кА
$B_k = 37.7кА^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot .07 = 112кА^2 \cdot c$

6.2 Выбор разъединителей.

Разъединитель- это аппарат предназначенный для включение или отключения цепей, при отключении должен наблюдаться видимый разрыв. Разъединители бывают трехфазные, однофазные. Так же они могут управляются различными способами ручным, двигательным или же пневматическим приводом.

Для установки на сторону 220кВ выбирается разъединитель GW 55

Все данные сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Данные по разъединителю GG 55

Разъединитель GW 55-245	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 220кВ$	$U_{сет.ном} = 220кВ$
$I_{ном.дл} = 818А$	$I_{ном} = 1000А$
$I_{n,o} = 9.5кА$	$I_{np.c} = 50кА$ к
$i_{y\delta} = 24.11кА$	$i_{np.c} = 125кА$ к
$B_k = 22.6кА^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 75кА^2 \cdot c$

Для установки на сторону 110кВ выбирается разъединитель GW 55

Все данные сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Данные представленные в каталоге и вычисленные данные

Разъединитель GW 55-123	
Вычисленные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110кВ$	$U_{сет.ном} = 110кВ$
$I_{ном.дл} = 1544А$	$I_{ном} = 2000А$
$I_{н.о} = 6.99кА$	$I_{пр.с} = 40кА$
$i_{уд} = 17.73кА$	$i_{пр.с} = 100кА$
$B_{к} = 2.1кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 64кА^2 \cdot с$

6.3 Выбор трансформаторов тока.

Выбор трансформатора тока на стороне ВН. Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора равен номинальному току, т.к. перегрузка трансформатора не допускается:

$$I_{max} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (6.3.1)$$

$$I_{max} = \frac{320000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 818А$$

Выбирается трансформатор тока ТГФ-220, $I_{1ном} = 1000А$,

Сравнение расчетных и каталожных данных приводятся в таблице 11.

Таблица 11 – Данные представленные в каталоге и вычисленные данные

Трансформатор тока ТГФ-220	
1	2
Вычисленные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 220кВ$	$U_{сет.ном} = 220кВ$

Продолжение таблицы 11

1	2
$I_{\max} = 818A$	$I_{1ном} = 1000A$
$I_{н,о} = 9.5кА$	$I_{пр.с} = 50кА$
$B_{\kappa} = 22.6кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 75кА^2 \cdot с$

Выбор трансформатора тока на стороне СН. Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора равен номинальному току, т.к. перегрузка трансформатора не допускается:

$$I_{\max} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.3.2)$$

$$I_{\max} = \frac{302000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1544A$$

Выбирается трансформатор тока ТГФ-110, $I_{1ном} = 2000A$

Сравнение расчетных и каталожных данных приводятся в таблице 12.

Таблица 12 – Данные представленные в каталоге и вычисленные данные

Трансформатор тока ТГФ-110	
Вычисленные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110кВ$ кВ	$U_{сет.ном} = 110кВ$
$I_{\max} = 1544A$ А	$I_{1ном} = 2000A$
$I_{н,о} = 6.99кА$ кА	$I_{пр.с} = 45кА$
$B_{\kappa} = 2.1кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 64кА^2 \cdot с$

Выбор трансформатора тока на стороне НН. Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора равен номинальному току, т.к. перегрузка трансформатора не допускается:

$$I_{\max} = \frac{S_{T_{\text{НОМ}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (6.3.3)$$

$$I_{\max} = \frac{18000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1008 \text{ A}$$

Выбирается трансформатор тока ТПОЛ-10, $I_{1\text{НОМ}} = 1500 \text{ A}$,

Сравнение расчетных и каталожных данных приводятся в таблице 13.

Таблица 13 – Данные представленные в каталоге и вычисленные данные

Трансформатор тока ТПОЛ-10	
Вычисленные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10.5 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1008 \text{ A}$	$I_{1\text{НОМ}} = 1500 \text{ A}$
$I_{\text{н.о}} = 35.48 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 37.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0.07 = 112 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформатора тока нулевой последовательности на стороне НН на отходящие линии к потребителю. Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора равен номинальному току, т.к. перегрузка трансформатора не допускается:

$$I_{\max} = \frac{S_{T_{\text{НОМ}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (6.3.4)$$

$$I_{\max} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 168 \text{ A}$$

По справочнику выбирается трансформатор тока нулевой последовательности ТДЗЛВ-10.

Таблица 15 – Каталожные данные

Трансформатор тока ТДЗЛВ-10
Каталожные данные
$U_{ном} = 10.5кВ$ кВ
$I_{max} = 200A$
$I_{т.ст} = 140A$

6.4 Выбор трансформатора напряжения.

Выбор трансформатора напряжения на стороне ВН.

Выбирается НАМИ-220 к которому подключаются измерительные устройства и устройства контроля изоляции. Вычисление нагрузки занесены в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка ТН

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность
				S
Вольтметр	Э-335	2.0	1	2
Вольтметр на пофазное измерение	Э-335	2.0	1	2
Ваттметр	Д-335	0.5	2	1
Варметр	Д-335/1	0.5	2	1
Счетчик активной энергии	ЦЭ 6850М	4	2	8
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ 6850М	4	2	8
Итого				$S_{\Sigma} = 22ВА$

Выбранный для установки трансформатор НАМИ-220 соответствует требованиям по мощности при классе точности 0.5 $S_{2\Sigma} = 22 < S_{НОМ} = 100ВА$.

Выбор трансформатора напряжения на стороне СН.

Выбирается НАМИ-110 к которому подключаются измерительные устройства и устройства контроля изоляции. Вычисление нагрузки занесены в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность
				S
Вольтметр	Э-335	2.0	1	2
Вольтметр на пофазное измерение	Э-335	2.0	1	2
Ваттметр	Д-335	0.5	1	0.5
Варметр	Д-335/1	0.5	1	0.5
Счетчик активной энергии	ЦЭ 6850М	4	1	4
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ 6850М	4	1	4
Итого				$S_{\Sigma} = 13ВА$

Выбранный для установки трансформатор НАМИ-220 соответствует требованиям по мощности при классе точности 0.5 $S_{2\Sigma} = 22 < S_{НОМ} = 100ВА$.

Выбор трансформатора напряжения на стороне СН.

Выбирается НАМИ-110 к которому подключаются измерительные устройства и устройства контроля изоляции. Вычисление нагрузки занесены в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТН

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность
				S
Вольтметр	Э-335	2.0	1	2
Вольтметр на пофазное измерение	Э-335	2.0	1	2
Ваттметр	Д-335	0.5	1	0.5
Варметр	Д-335/1	0.5	3	1.5
Счетчик активной энергии	ЦЭ 6850М	4	3	12
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ 6850М	4	3	12
Итого				$S_{\Sigma} = 30BA$

Выбранный для установки трансформатор ЗНОЛ-10 соответствует требованиям по мощности при классе точности 0.5 $S_{2\Sigma} = 30 < S_{ном} = 100BA$.

6.5 Выбор жестких шин и изоляторов.

Ошиновка ЗРУ-10кВ выполняется жесткими прямоугольного сечения шинами.

Вычисляется сечение жестких шин:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}} \quad (6.5.1)$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1$ –экономическая плотность тока[6]

$$S = \frac{1008}{1} = 1008 \text{ мм}^2$$

По полученным данным сделан выбор алюминиевых прямоугольных шин 80x8 мм, с допустимым током 1320 А Данное сечение следует проверить по таким условия как:

-условие нагрева при прохождении длительно-допустимого тока:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дл.доп}} \quad (6.5.2)$$

$$1008 \leq 1320$$

-термическая стойкость при прохождении длительно-допустимого тока

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (6.5.3)$$

где $C_T = 90$ –данные найдены по [2].

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{452 \cdot 10^3}}{90} = 236 \text{ мм}^2$$

$$236 \text{ мм}^2 \leq 640 \text{ мм}^2$$

-электродинамическая стойкость при прохождении тока к.з:

$$\sigma_{\text{раб}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (6.5.4)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{uz}^2 \cdot i_{y0}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расн}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (6.5.5)$$

где $l_{uz} = 0.5 м$ – длина пролета;

$k_{\phi} = 1$ - коэффициент формы, определён по [2]

$k_{расн} = 1$ - коэффициент, определён по [2]

$\lambda = 8$ - коэффициент, зависящий от закрепления определён по [2]

$a = 1 м$ – расстояние между фазами

$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{8 \cdot 0.82^2}{6} = 0.85 \cdot 10^{-6} м^3$ - момент сопротивления поперечного

сечения шины.

$$\sigma_{\max} \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0.5^2 \cdot 98000^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 0.85 \cdot 10^{-6} \cdot 1} = 40 МПа$$

$$40 МПа \leq 80 МПа$$

-несовпадение частоты собственных колебаний с колебаниями в системе:

Для соблюдения данного условия требуется что бы частота собственных колебаний была меньше 30Гц или больше 200Гц.

Вычисляем частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (6.5.6)$$

где $l = 1.5 м$ - длина пролета между изоляторами.

$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{8 \cdot 0.8^3}{12} = 0.34 \cdot 10^{-8} м^4$ – момент инерции поперечного сечения

шины

$E = 10 \cdot 10^{10} МПа$ - модуль упругости материала шины

$$m = 2.7 \cdot 10^{-3} \cdot 0.8 \cdot 8100 = 1.7 \text{ кг} / \text{ м}$$

$$f_0 = \frac{4.73^2}{2 \cdot 3.14 \cdot 1.5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0.34 \cdot 10^{-8}}{1.7}} = 18 \text{ Гц}$$

$$18 \text{ Гц} \leq 30 \text{ Гц}$$

6.6 Выбор опорного изолятора.

Для использования выбирается ИОР-10-7.5. Высота изоляционного промежутка равно 134мм. Минимальная разрушающая сила 7.5кН.далее проводится проверка по электродинамической стойкости:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (6.6.1)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{98000^2}{1} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 10^{-7} = 2451 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0.6 \cdot 7500 \cdot \frac{0.07}{0.134 + 0.008 + 0.08} = 3065 \text{ Н}$$

$$2451 \text{ Н} \leq 3065 \text{ Н}$$

6.7 Выбор проходного изолятора.

Для использования выбирается ИП-10/5000-42.5. Высота изоляционного промежутка равно 134мм. Минимальная разрушающая сила 42.5кН.далее проводится проверка по электродинамической стойкости:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (6.7.1)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = 0.5 \cdot \frac{98000^2}{1} \cdot 1.5 \cdot 10^{-7} = 720 \text{ Н}$$

$$720 \text{ Н} \leq 42.5 \text{ кН}$$

6.8 Выбор гибких шин.

Выбор гибких шин 110 кВ.

Вычисляется расчетный ток:

$$I_{ном} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (6.8.1)$$

$$I_{ном} = \frac{302000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1544 A$$

Вычисляется сечение: $j_{эк} = 1 A/mm^2$

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{эк}} \quad (6.8.2)$$

$$s = \frac{1544}{1} = 1544 mm^2$$

где- $j=1 A/mm^2$ экономическая плотность [6]

Принимается два провода АС-400х51: $S = 400 mm^2$, $I_{дон} = 860 A$

Фазное расстояние принимается 250 см.

Проверяются провода по току из условий нагрева:

$$I_{max} \leq I_{ол.дон} \quad (6.8.3)$$

$$1544 A \leq 1720 A$$

Вычисляется критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (6.8.4)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{27.5}} \right) = 26.08 \text{ кВ / см}$$

где $r_0 = 27.5$ - радиус провод

$m = 0.82$ - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности

Вычисляется напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.z}}{r_0}} \quad (6.8.5)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{27.5 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 250}{27.5}} = 1.3 \text{ кВ / см}$$

где $D_{cp.z} = 1.26 \cdot 250$ см - среднее геометрическое межфазное расстояние.

Условие отсутствия короны:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0 \quad (6.8.6)$$

$$1.4 \leq 23.58$$

Провод АС-400х51 не коронирует.

Выбор гибких шин 220 кВ.

Вычисляется расчетный ток:

$$I_{ном} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (6.8.7)$$

$$I_{ном} = \frac{320000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 818 \text{ А}$$

Вычисляется сечение: $j_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$

$$S = \frac{I_{НОМ}}{j_{ЭК}} \quad (6.8.8)$$

$$S = \frac{818}{1} = 818 \text{ мм}^2$$

где $j=1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность [6]

Принимается два провода АС-500х27: $S = 500 \text{ мм}^2$, $I_{дон} = 980 \text{ А}$

Фазное расстояние принимается 350 см.

Проверяются провода по току из условий нагрева:

$$I_{\max} \leq I_{дл.дон} \quad (6.8.9)$$

$$818 \text{ А} \leq 980 \text{ А}$$

Вычисляется критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (6.8.10)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{30}} \right) = 26.2 \text{ кВ / см}$$

где $r_0 = 30$ - радиус провод

$m = 0.82$ - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности

Вычисляется напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.z}}{r_0}} \quad (6.8.11)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{27.5 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 350}{30}} = 2.4 \text{ кВ / см}$$

где $D_{cp.z} = 1.26 \cdot 350$ см-среднее геометрическое межфазное расстояние.

Условие отсутствия короны:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0 \quad (6.8.12)$$

$$2.57 \leq 23.58$$

Провод АС-500х27 не коронирует.

7 Релейная защита подстанции.

На подстанции Каргалинская 220/110/10 предусматривается защита силовой трансформатор; шины; отходящих линий т.п. Основной защитой автотрансформаторов выбираются такие защиты как дифференциальная защита, максимальная токовая защита, газовая защита, защита нулевой последовательности (так как нейтрал заземлена) [6, 10]. Для защиты шин используются такие защиты как : дифференциальная токовая отсечка; ТО и МТЗ для шин 10 кВ). [6, 10]. Главной защитой линий от к.з. выбираются: МТЗ; ТО; защита от замыканий на землю. Дополнительно используется защита ТО без выдержки по времени [6, 10]. Отходящие линии, выполненные ВЛ или КЛ, защищаются такими защитами как ТО и МТЗ. Также используется защита от замыканий на землю. [6, 10].

7.1 Расчет дифференциальной защиты.

На подстанции Каргалинская 220/110/10кВ используется релейная защита СИРИУС-ТЗ произведенная на ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Защита СИРИУС-ТЗ является главной защитой силового трансформатора.

Таблица 19 – Вычисление уставок.

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Значение для стороны		
		220кВ	110кВ	10кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = 818A$	$I_{ном} = 1544A$	$I_{ном} = 1008A$
Коэффициент трансформации ТТ	K_1	1000/5	2000/5	1500/5

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
Схема соединения трансформаторов тока	Д-треугольник, Y-звезда	D	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном}}{K_1}$	$\frac{818 \cdot \sqrt{3}}{1000 / 5}$	$\frac{1544 \cdot 1}{2000 / 5}$	$\frac{1008 \cdot 1}{1500 / 5}$
Принятые значения	$I_{ном}$	6.9	3.9	3.36
Размах РПН, %		16%		

Таблица 20 – Вычисление уставок ДЗТ-2

Название величины	Обозначение и метод определения	Значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании базисного тока	$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}$ где $K_{пер} = 2.5, K_{одн} = 1, \varepsilon = 0.05,$ $\Delta U_{РПН} = 0.16, \Delta f_{добав} = 0.04.$	$2.5 \cdot 1 \cdot 0.05 + 0.16 + 0.04 = 0.325$
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$ где $K_{отс} = 1.2$	$1.2 \cdot 0.325 = 0.39$
Принятое значение	$I_{баз} = (0.3 - 1.0)$	0.4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0.5 I_{нб.расч}$	$1 - 0.5 \cdot 0.325 = 0.838$
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т}$	$100 \cdot 1.2 \cdot 0.325 / 0.838 = 50.4$
Принимаемое значение уставки коэффициента торможения	10% – 100%	51%
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{ном} = (1.0 - 2.0)$	2.0

Продолжение таблицы 19

1	2	3
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	0.06-0.20	0.15

Таблица 21- Вычисление уставок ДЗТ-1

Название величины	Обозначение и метод определения	Значение	
		НН	СН
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А	$I_{к.з.вн.макс}$	9500А	6990А
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора	$I_{к.з.вн.макс} / I_{ном.вн}$	9500 / 818 = 11.6	6990 / 818 = 8.5
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.вн.макс}$	6.032	4.42
Принятое значение	$I_{баз} (4.0 - 30.00)$	7	5

8 Система оперативного тока на подстанции.

На ПС «Каргалинская» питание оперативных цепей выполняется с помощью постоянного тока на базе стационарных аккумуляторных батарей. Питание батарей осуществляется от ТСЗ-250кВА. Батареи находятся в режиме постоянной зарядки. Подзарядка батарей выполняется с помощью выпрямительных устройств. Оперативный ток требуется для питания элементов управления выключателями, разъединителями, РЗА. Система гарантирует питание при любых нештатных ситуациях, таких как к.з или полное отключение питания подстанции.[12]. Система оперативного тока, установленная на подстанции, осуществляет питание:

- цепей управления;
- РЗА;
- телемеханики и сигнализации;
- аварийного освещения.

9 Расчет заземления подстанции.

Все металлические конструкции, а также корпуса и части оборудования, не предназначенные для прохождения тока должны быть заземлены. Заземление можно поделить на искусственное и естественное. К искусственным относятся заземления которые были установлены человеком специально для этой цели. К естественным относятся заземлители такие например как трубопровод или другие уже имеющиеся конструкции которые можно применить в целях заземления. На подстанции заземление выполняется в целях увеличения безопасности персонала, что бы при попадании конструкции под напряжение сотрудник был в безопасности. Искусственное заземление выполняется из металлических вкопанных вертикально стержней и металлической ленты расположенной горизонтально. Металлические стержни устанавливаются по всей площади подстанции, так что бы электрический потенциал растекался одинаково по всему периметру. С этой целью в землю на глубину 0.5-0.7 м закладываются металлические ленты. Заземление может быть выполнено не только контуром, но и заземляющей сеткой, ячейки которой могут иметь максимальный размер 6 x 10 квадратных метров. Металлические стержни как правило вкапываются в узловое соединения сетки[7].

Производим расчет заземления для подстанции Каргалинская 220/110/10

Площадью: 207x191 м;

Грунт однородный: $\rho_{в.с} = \rho_3 = 84 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Ток замыкания на землю: $I_3 = 5.71 \text{ кА}$.

Естественных заземлителей нет.

Вычисляется коэффициент напряжения прикосновения

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_0 \cdot L_e}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0.45}} \quad (9.1)$$

$$k_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.88}{\left(\frac{5 \cdot 193}{30 \cdot \sqrt{39537}} \right)^{0.45}} = 1.1$$

где $l_g = 5$ - параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$;

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot \rho_{в.с}} = 0.88 \text{ – коэффициент, определяемый по}$$

сопротивлению человека и растекания тока от ступней. ;

$l_g = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя;

$L_2 = 193 \text{ м}$ – длина горизонтальных заземлителей;

$a = 30 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 39537 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства;

Вычисляется напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{k_{II}} \quad (9.2)$$

$$U_3 = \frac{200}{0.3} = 666 \text{ В}$$

$$666 \text{ В} \leq 10 \text{ кВ}$$

Вычисляется сопротивление заземления:

$$R_{3.\dot{\omega}on} = \frac{U_3}{I_3} \quad (9.3)$$

$$R_{3.\dot{\omega}on} = \frac{666}{5710} = 0.12 \text{ Ом}$$

Модель заземления является квадрат со стороной :

$$\sqrt{S} = \sqrt{207 \cdot 191} = 199 \text{ м}$$

Вычисляется Число ячеек квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (9.4)$$

$$m = \frac{193}{2 \cdot 199} - 1 = 0.5$$

принимаю $m=1$.

Вычисляется длина полос:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot m + 1 \quad (9.5)$$

$$L'_2 = 2 \cdot 199 \cdot 2 = 796 \text{ м}$$

Вычисляется длина ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (9.6)$$

$$b = \frac{199}{1} = 199 \text{ м}$$

Вычисляется число вертикальных заземлителей:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} \quad (9.7)$$

$$n_g = \frac{199 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 159.2$$

принимается $n_g = 160$.

Вычисляется длина вертикально вкопанных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g \quad (9.8)$$
$$L_g = 5 \cdot 160 = 800 \text{ м}$$

Вычисляется глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \quad (9.9)$$
$$\frac{5 + 0.7}{199} = 0.03$$

тогда $A = \left(0.444 - 0.84 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = 0.444 - 0.84 \cdot \frac{5 + 0.7}{199} = 0.469$

Вычисляется общее сопротивление заземления:

$$R_z = A \cdot \frac{\rho_z}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_z}{L_z + L_g} \quad (9.10)$$
$$R_z = 0.469 \cdot \frac{84}{199} + \frac{84}{193 + 800} = 0.28 \text{ Ом}$$

Вычисляется напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_z \cdot R_z \quad (9.11)$$
$$U_{np} = 1.1 \cdot 5710 \cdot 0.28 = 1750 \text{ В}$$

Так как $1750 > 400$, то на данной подстанции будет применяться посыпка гравием толщиной 0.15-0.2м

Вычисляется коэффициент напряжения прикосновения

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_6 \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (9.12)$$

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 193}{30 \cdot \sqrt{39537}} \right)^{0,45}} = 0,2$$

где $\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18$ – коэффициент, определяемый по сопротивлению человека и растекания тока от ступней.

Вычисляется напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{d}on}}{k_{II}} \quad (9.13)$$

$$U_3 = \frac{200}{0,16} = 1000B$$

Вычисляется сопротивление заземления:

$$R_{3.\dot{d}on} = \frac{U_3}{I_3} \quad (9.14)$$

$$R_{3.\dot{d}on} = \frac{1250}{5710} = 0,17Om$$

Вычисляется напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (9.15)$$

$$U_{np} = 0,2 \cdot 5710 \cdot 0,17 = 194B$$

$$194B < 400B$$

Посыпка гравием снизила напряжение прикосновение до допустимого значения.

10 Молниезащита подстанции.

Все территория подстанции должна быть защищена от прямых попаданий молнии. Для такой защиты применяется молниезащита. Молниезащита может выполняться с помощью стержней или тросов. Тросовая молниезащита в основном на длинных участках, где требуется защита, например ЛЭП. На подстанции используют стержни, стрезни могут устанавливаться на порталы или на специальных вышках также молниеотвод бывает двойной или одиночный.

На подстанции Каргалинская для расчетов принимается одиночный молниеотвод. Вычисления ведутся по методике, представленной в [4].

$h = 20 \text{ м}$ – высота молниеотвода;

$h_0 = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$ – высота вершины конуса молниеотвода;

$h_x = 14.5 \text{ м}$ – высота сооружения предназначенного для защиты;

$r_0 = 1.2 \cdot h = 1.2 \cdot 20 = 24 \text{ м}$ – радиус конуса;

$L = 29 \text{ м} \leq 4h$ – расстояние между молниеприемником;

$L_{\max} = 4.25 \cdot h = 4.25 \cdot 20 = 85 \text{ м}$ – предельное расстояние между молниеприемником;

Вычисляется расстояние между молниеприемником:

$$L_C = 2.25 \cdot h \quad (10.1)$$

$$L_C = 2.25 \cdot 20 = 45 \text{ м}$$

Вычисляется предельная высота защиты между 2-мя молниеотводами :

$$h_C = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} \cdot h_0 \quad (10.2)$$

$$h_C = \frac{85 - 29}{85 - 45} \cdot 17 = 23.8 \text{ м}$$

Вычисляется предельная полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (10.3)$$

$$r_x = \frac{24 \cdot 17 - 14.5}{17} = 3.5 \text{ м}$$

Вычисляется горизонтально сечение:

$$l_x = \frac{L}{2} \quad (10.4)$$

$$l_x = \frac{29}{2} = 14.5 \text{ м}$$

Вычисляется ширина горизонтального сечения между строжневыми молниеотводами на высоте $h_x \leq h_c$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (10.5)$$

$$r_{cx} = \frac{24 \cdot (23.8 - 14.5)}{23.8} = 9.4 \text{ м}$$

На подстанции устанавливается 14 строжневых молниеотводов.

Заключение

В данной работе был произведен расчет понизительной подстанции Каргалинская 220/110/10кВ. На данной подстанции в ходе реконструкции было заменено устаревшее оборудование. Так же автотрансформатор 200МВА был заменен на более мощный, а именно на АДЦТН 250МВА 220/110/10кВ. Далее производился расчет токов короткого замыкания. Следующим шагом является выбор аппаратов и токоведущих частей. Аппараты и токоведущие части выбираются с учетом токов короткого замыкания: выбираются автоматические выключатели на стороны ВН и СН DT1-245/123 и на сторону НН VF-12, данные выключатели отвечают предъявляемым требованиям. Далее выбираются разъединители GW55-245/123 на стороны ВН и СН. По номинальному току и напряжению для РЗиА и установки фиксирующих приборов выбираются ТТ и ТН. Далее производился расчет РЗиА, данная защиты выполнена микропроцессорами “СИРИУС”. Следующим шагом является выбор оперативного тока, оперативным током выбран постоянный ток, получаем через выпрямительно устройство при постоянной подзарядке батареей от ТСН , Так же было рассчитано заземление, выполненное вертикальными прутами и горизонтальными металлическими лентами, на данной подстанции было применена посыпка гравием для уменьшения напряжения прикосновения, и была рассчитана молниезащита, стрелки для защиты от молнии улавливаются на порталы.

Реконструкции подстанции Каргалинская 220/110/10кВ произведена в соответствии основной нормативной документации.

Список использованных источников

1 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Текст]. – Введ. 2008-07-02. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2008. – 54 с.

2 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания [Текст]. – Введ. 2007-07-12. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2007. – 44 с.

3 ГОСТ 12.1.038 – 2001. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Текст]. – Введ. 1984-07-01. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2001. – 8 с.

4 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и промышленных коммуникаций [Текст] : СО 153-34.21.122-2003: утв. приказом Министерства Энергетики России 30.07.2003 : ввод в действие 30.07.2003. – М. : Изд-во ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.

5 Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Текст] : утв. Сов-ом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013 : ввод в действие с 27.12.2013. – М : ФСК ЕЭС, 2013. – 196 с.

6 Правила устройства электроустановок [Текст] : (ПУЭ). – [7-е изд.]. – М. : Мин. Энерг. России, 2012. – 330 с.

7 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст] : СТО 56947007-29.130.15.114-2012: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 03.02.2012 : ввод в действие 03.02.2012. – М. : ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с.

8 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст] : РД 153-34.0-20.527-98: утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 : ввод в

действие 23.03.1998. / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2015. – 152 с.

9 Российская Федерация. Законы. Об электроэнергетике [Текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 21 февраля 2003 г. : одобр. Советом Федерации 12 марта 2003 г.]. – М. : Кремль, 2003. – 62 с.

10 Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст] : учеб. для вузов / Э.А. Киреева– [4-е изд.]. – М. : Изд-во «Высшая школа», 2014. – 288 с.

11 Дорохин, Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Техническое обслуживание устройств релейной защиты [Текст] : практ. пособие / Е.Г. Дорохин. – Краснодар. : Изд-во «Советская Кубань», 2014. – 448 с.

12 Крючков, И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст] : учебник для вузов / под ред. И.П. Крючкова. – [3-ое изд.]. – М. : Изд-во МЭИ, 2014. – 416 с.

13 Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст] : Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. –М. : Изд-во «Академия», 2013.-70 с.

14 Ефанов А.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции [Текст] : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования /А.В. Ефанов – Ставрополь. : АГРУС, 2015. – 124 с.

15 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «СИРИУС-Т» [Текст] : разработчик и изготовитель ЗАО «РАДИУС Автоматика» научно производственное предприятие. – М. : 2012. – 11 с.

16 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Текст] : СТО 5694700729.240.30.010-

2008: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007 : введ в действие 20.12.2007.
– М. : ФСК ЕЭС, 2007. – 132 с.

17 Счетчик электрической энергии трехфазный ЦЭ6850М. Руководство по эксплуатации [Текст] : разработчик и изготовитель АО «Электротехнические заводы «Энергомера» завод электроизмерительных приборов. – Ставрополь. : 2015. –76 с.

18 Elmakias, D. New Computational Methods in Power System Reliability [Text] / D. Elmakias. – Israel, Haifa, 2016. – 416 p.

19 Casacu, E. Power substation energy efficiency analysis – a case study. [Text] / E. Casacu, M. Stanculescu, I.V. Nemonianu. – University Politehnica of Busharest. 2012. – 7 p.

20 Кабеленесущие системы. Кабель АС [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Кабель.РФ» / URL: <https://cable.ru/cable.html> (дата обращения: 26.03.2017).

21 Csanyi, E. Assemblies of switchgear and control panels (1,2,3) [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2015. – URL: <http://electrical-engineeringportal.com/assemblies-of-switchgear-and-control-panels-part-1,2,3> (дата обращения 15.03.17)

22 Csanyi, E. Location of Current Transformers in HV Substation [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electrical-engineeringportal.com/location-of-current-transformers-in-hv-substation> (дата обращения 15.03.17)

23 Csanyi, E. Power System Stability [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2010. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/powersystem-stability> (дата обращения 15.03.17).

24 Csanyi, E. Site selection considerations for the future power substation [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electricalengineering-portal.com/site-selection-considerations-for-the-future-power-substation> (дата обращения 15.03.17)