

Аннотация

В бакалаврской работе рассматривается вопрос реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Тишерек». По ведомостям потребления электрической мощности за замерный день определены и рассчитаны электрические нагрузки подстанции «Тишерек». На основании технико-экономического расчета и нагрузок подстанции выбран тип и мощность устанавливаемых силовых трансформаторов. Произведен анализ и выбор главной электрической схемы, электрического оборудования, оперативного тока и проводников. Рассчитаны токи короткого замыкания, релейная защита, заземление и молниезащита.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 60 страниц, включает в себя 4 таблицы, 6 рисунков и 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Характеристика объекта реконструкции и определение электрических нагрузок	5
2. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	8
3. Выбор электрической схемы	15
4. Расчет токов короткого замыкания	16
5. Выбор электрических аппаратов	19
6. Релейная защита	35
7. Выбор оперативного тока.....	45
8. Собственные нужды подстанции	46
9. Системы измерений на подстанции	47
10. Расчет заземления подстанции	48
11. Расчет молниезащиты.....	51
Заключение	55
Список использованных источников	56

Введение

Проектирование электрической подстанции требует решения ряда сложных и ответственных электротехнических задач. Решение поставленных задач возможно только при использовании большого объёма информации необходимого для выбора главной электрической схемы проектируемой подстанции, определения её нагрузок, расчета токов короткого замыкания, выбор и обоснования выбора необходимого электрического оборудования и его оптимальная расстановка, проектирования надежной релейной и молние защит. В результате правильного решения этих задач проектируемая подстанция будет отвечать всем необходимым требованиям.

Надежная работа подстанции, качественное электроснабжение потребителей, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала и экологическая безопасность окружающей среды будут достигнуты путем использования инновационного электрического оборудования и технических решений. Правильная компоновка электрооборудования повысит удобство проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта, в результате чего повысится экономическая эффективность, снизятся количество привлекаемых инвестиций, уменьшится площадь застройки и эксплуатационные затраты.

Целью работы является разработка проекта с приведением основных необходимых расчётов необходимых для проектирования электрической части понизительной подстанции (ПС) в системах электроснабжения, для надежного электроснабжения потребителей.

1 Характеристика объекта реконструкции и определение электрических нагрузок

Подстанция 35/6 «Тишерек» является подстанцией проходного типа питаемой по двум воздушным линиям 35 кВ с ПС «Сызрань». Подстанция осуществляет транзит электроэнергии на подстанцию «Троицкая» и питание нескольких потребителей на стороне 6 кВ. Данная подстанция введена в работу в 1972 году. В данный момент на ней установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 3.2 МВА, на стороне 35 кВ установлены масляные выключатели, а на стороне 6 кВ КРУ с малообъемными масляными выключателями. Так как подстанция находится в эксплуатации уже 44 года, было принято решение произвести реконструкцию.

По ведомости потребления электрической мощности за замерный день, были построены графики электрической нагрузки подстанции для зимнего и летнего периодов. Графики представлены на рисунке 1.1 и 1.2.

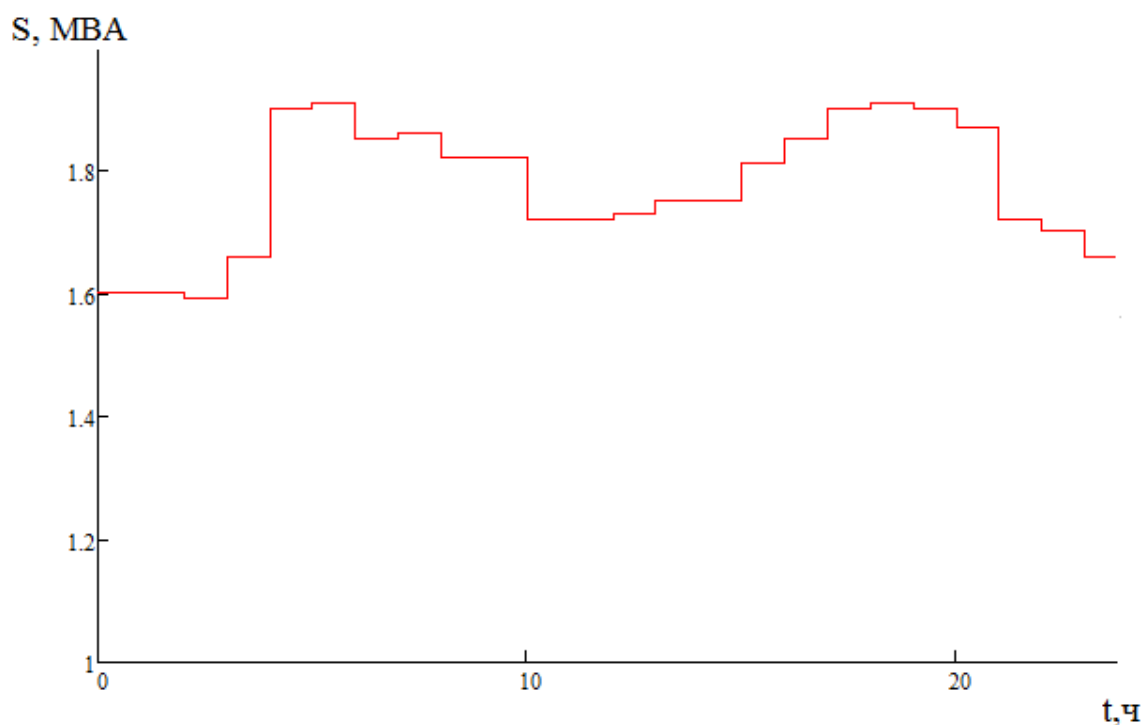


Рисунок 1.1 – График электрической нагрузки подстанции в зимний период

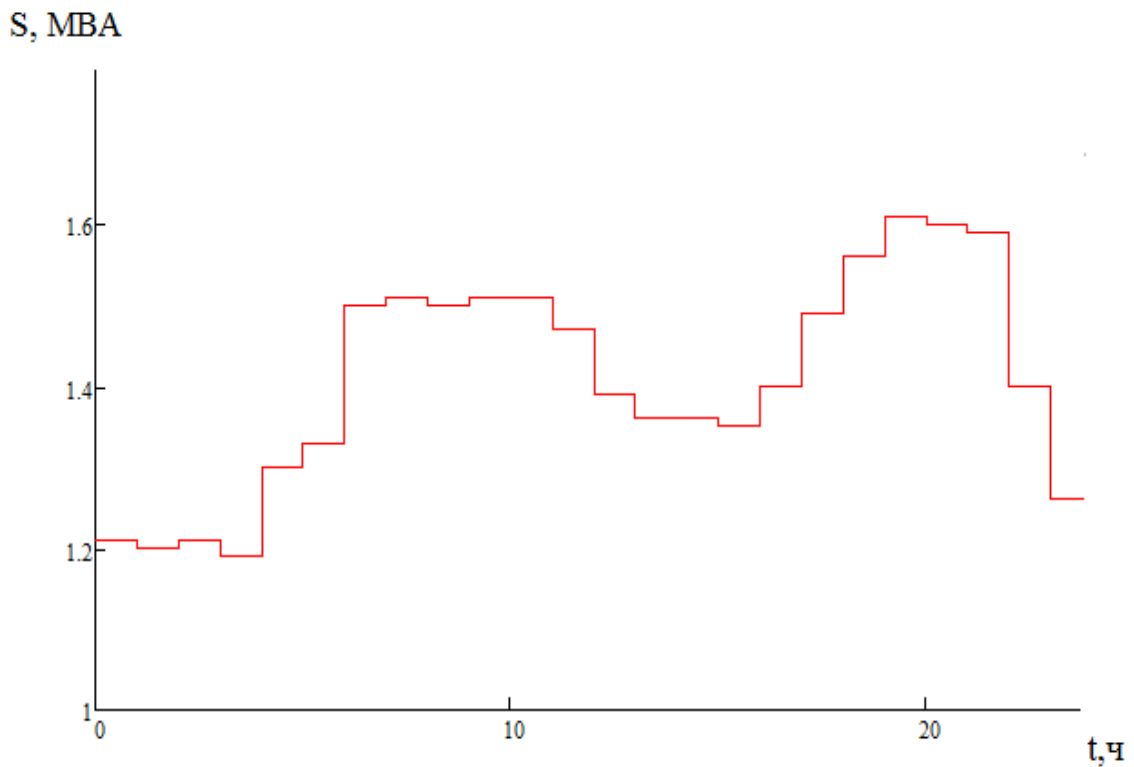


Рисунок 1.2 – График электрической нагрузки подстанции в летний период

По полученным суточным графикам электрической нагрузки и зная продолжительность зимнего и летнего периодов, составляется годовой график. График годовой электрической нагрузки представлен на рисунке 1.3.

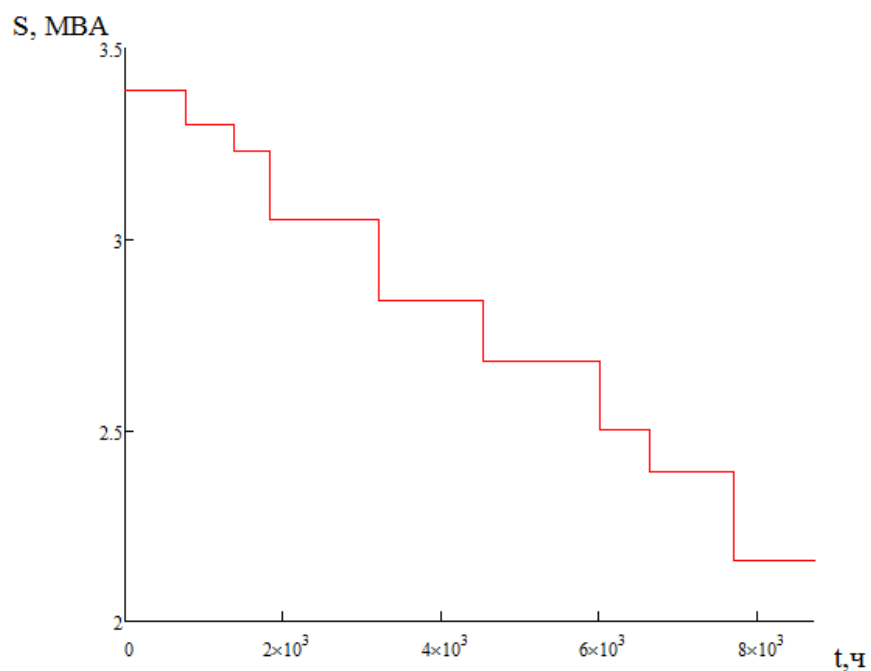


Рисунок 1.3 - График годовой электрической нагрузки

По полученному годовому графику и по продолжительности нагрузки потребителей определяем значения потребляемой электроэнергии.

$$W = \sum_{i=1}^K S_{in} \cdot t_{in} \quad (1.2)$$

$$W_{ПС} = \sum_1^n W_n^i = 24370.4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции определяется по формуле:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{S} = \frac{24370.4}{3.39} = 7188.91 \text{ ч.} \quad (1.3)$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции определяется по формуле:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{7188.91}{8760} = 0.82 \quad (1.4)$$

2 Выбор типа, количества и номинальной мощности силовых трансформаторов

2.1 Выбор типа силовых трансформаторов

В данный момент на подстанции «Тишерек» установлены масляные трехфазные двухобмоточные трансформаторы. Данные тип трансформаторов удовлетворяют нуждам подстанции, поэтому произведем замену трансформаторов на такие же, но с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой.

2.2 Выбор количества и номинальной мощности силовых трансформаторов.

Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов зависит от категории потребителей и от их мощности [3].

На подстанции Тишерек установлены 2 трансформатора, от которых запутываются потребители I, II и III категории. Данный вариант удовлетворяет условию надежности электроснабжения потребителей, поэтому количество трансформаторов оставляем без изменений. Мощность одного трансформатора с учетом допустимой перегрузки определяется по формуле:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max.ПС} \cdot k_{1-2}}{k_{пер} \cdot (n-1)} \quad (2.1)$$

где: k_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (0,75-0,85), $k_{1-2}=0.8$.

$k_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора равный 1.4.

$$S_{ном.Т} \geq \frac{3.39 \cdot 0,8}{1.4 \cdot (2-1)} \geq 1.937 \text{ МВА.}$$

Выбираем к рассмотрению два типа силовых трансформаторов: ТМН 2500/35/6 и ТМН 3200/35/6.

2.3 Техничко-экономический выбор трансформатора

2.3.1 Расчёт ТМН-2500/35/6

Параметры ТМН 2500/35/6

$S_{ном}=2500$ МВА; $P_x=3.9$ кВт; $U_k=6,5\%$; $U_{номВН}=35$ кВ; $P_k=23.5$ кВт; $i_{x,x}=1\%$; $U_{номНН}=6$ кВ; Цена =950000 руб.

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода определяются по формуле:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = 0.01 \cdot 2500 = 25 \text{ квар.} \quad (2.2)$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$\kappa_{з.п} = \frac{S_n}{S_{ном}}. \quad (2.3)$$

Приведённые потери мощности в режиме холостого хода трансформатора определяются по формуле:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 3.9 + 0.05 \cdot 25 = 5.15 \text{ кВт,} \quad (2.4)$$

где: ΔP_x - потери холостого хода трансформатора;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, принимаем равным 0.05 кВт/квар.

Реактивные потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания определяются по формуле:

$$Q_{\kappa} = \frac{U_{\kappa.n}}{100} \cdot S_{ном} = \frac{6.5}{100} \cdot 2500 = 162.5 \text{ квар.} \quad (2.5)$$

Приведённые потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания определяются по формуле:

$$P'_{\kappa} = P_{\kappa} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa} = 23.5 + 0.05 \cdot 162.5 = 31.62 \text{ кВт.} \quad (2.6)$$

Приведённые потери мощности трансформатора определяются по формуле:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{\kappa} = 5.15 + 1.356^2 \cdot 31.62 = 63.3 \text{ кВт.} \quad (2.7)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{э.н.с}} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P_{\kappa}}}, \quad (2.8)$$

$$S_{\text{э.н.с}} = 2500 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{5.15}{31.62}} = 1426.8 \text{ кВА.}$$

Потери электроэнергии подстанции определяются по формуле:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^{\kappa} \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa} \cdot \kappa_{\kappa}^2 \cdot T_i \right). \quad (2.9)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах 2500

i	$S_{в.i}$, МВА	n_i	T_i , ч.	$\Delta W_{x.i}$, кВт·ч.	$k_{з.в.i}$	$\Delta W_{к.в.i}$, кВт·ч.
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7
1	3.39	2	765	7879.5	1.356	22238.8
2	3.3	2	612	6303.6	1.32	16858.9
3	3.23	2	459	4727.7	1.292	12113.4
4	3.05	2	1377	14183.1	1.22	32403
5	2.84	2	1307	13462.1	1.136	26666.3
6	2.68	2	1484	15285.2	1.07	26962.2
7	2.5	2	636	6550.8	1	10055.16
8	2.39	2	1060	10918	0.956	15316.2
9	2.16	2	1060	10918	0.864	12510.2
				$\sum \Delta W_x =$ =90228		$\sum \Delta W_{к.в} =$ =175124

Стоимость электроэнергии за $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ определяется по формуле:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_m} + \beta = \frac{441 \cdot 12}{7188.91} + 0.18 = 0.916 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.10)$$

где: α - основная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч договорной мощности, равная 441;

β - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч, равная 0.18.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$И_э = \Delta W_{nc} \cdot C_э = 265352 \cdot 0.916 = 243097.9 \text{ руб.} \quad (2.11)$$

Экономическую целесообразность выбора трансформаторов определяются по формуле приведённых затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + p_{сум} \cdot K + И_э \quad (2.12)$$

где: $E_n=0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование подстанции учитывающие только стоимость силовых трансформаторов;

$p_{сум}=0.094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

$$Z_{np}=0.15 \cdot 0.95 \cdot 10^6 + 0.094 \cdot 0.0893 \cdot 10^6 + 0.243 \cdot 10^6 = 474897.9 \text{ руб.}$$

2.3.2 Расчёт ТМН-3200/35/6

Параметры ТМН 3200/35/6

$S_{ном}=3200\text{МВА}$; $P_x=5.3 \text{ кВт}$; $U_k=7,5\%$; $U_{номВН}=35 \text{ кВ}$; $P_k=33.5 \text{ кВт}$; $i_{х.х}=0.9\%$;
 $U_{номНН} = 6 \text{ кВ}$; Цена =1216000 руб.

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода определяются по формуле 2.2:

$$Q_{хх} = \frac{0.9}{100} \cdot 3200 = 28.8 \text{ квар.}$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора определяются по формуле 2.3

Приведённые потери мощности в режиме холостого хода трансформатора определяются по формуле 2.4:

$$P'_x = 5.3 + 0.05 \cdot 28.8 = 6.74 \text{ кВт.}$$

Реактивные потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания определяются по формуле 2.5:

$$Q_k = \frac{7.5}{100} \cdot 3200 = 240 \text{ квар.}$$

Приведённые потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания определяются по формуле 2.6:

$$P'_k = 33.5 + 0.05 \cdot 240 = 45.5 \text{ кВт.}$$

Приведённые потери мощности трансформатора определяются по формуле 2.7:

$$P'_T = 6.74 + 1.05^2 \cdot 45.5 = 56.9 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов определяется по формуле 2.8:

$$S_{э.н.с} = 3200 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{6.74}{45.5}} = 1741.7 \text{ кВА}$$

Потери электроэнергии подстанции определяются по формуле 2.9. Результаты расчётов потерей электроэнергии приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах ТМН 3200

i	$S_{в.i}$, МВА	n_i	T_i , ч.	$\Delta W_{x.i}$, кВт·ч.	$k_{з.в.i}$	$\Delta W_{к.в.i}$, кВт·ч.
1	2	3	4	5	6	7
1	3.39	2	765	10312.2	1.05	19187.6
2	3.3	2	612	8249.8	1.03	14770.9
3	3.23	2	459	6187.3	1	10442.2
4	3.05	2	1377	18561.9	0.95	28272.4
5	2.84	2	1307	17618.36	0.88	23026.2
6	2.68	2	1484	20004.3	0.83	23257.9
7	2.5	2	636	8573.3	0.78	8802.9
8	2.39	2	1060	14288.8	0.74	13205.3

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

9	2.16	2	1060	14288.8	0.67	10825.2
				$\sum \Delta W_x =$ =118084.7		$\sum \Delta W_{к.6} =$ =151790.6

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле 2.10:

$$I_9 = 269875.3 \cdot 0.916 = 247241.8 \text{ руб.}$$

Экономическую целесообразность выбора трансформаторов определяются по формуле приведённых затрат 2.11:

$$Z_{np} = 0.15 \cdot 1.216 \cdot 10^6 + 0.094 \cdot 0.95 \cdot 10^6 + 0.247 \cdot 10^6 = 543945.8 \text{ руб.}$$

Экономические затраты на трансформатор ТМН 3200/35/6 превышают затраты на трансформатор ТМН 2500/35/6, кроме того подключение новых потребителей к подстанции «Тишерек» не предвидится, поэтому заменяем установленные трансформаторы на трансформаторы ТМН 2500/35/6.

3 Выбор главной электрической схемы подстанции

Главная электрическая схема подстанции определяет все свойства, качества, техническую и экономическую характеристики подстанции.

При выборе главной электрической схемы необходимо руководствоваться количеством, типом и параметрами основного электрического оборудования и аппаратуры, произвести целесообразную их компоновку в схеме, решить задачи по защите, управлению, автоматизации, и техническому обслуживанию подстанции.

Главная электрическая схема определяет типа проектируемого распределительного устройства, необходимую площадь застройки и объем необходимых работ, определяет возможные режимы работы подстанции и на её эксплуатационную надежность.

Проходные подстанции включаются в рассечку одной или двух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Подстанция 35/6 кВ с трансформаторами 2.5 МВА изображена на рисунке 3.1.

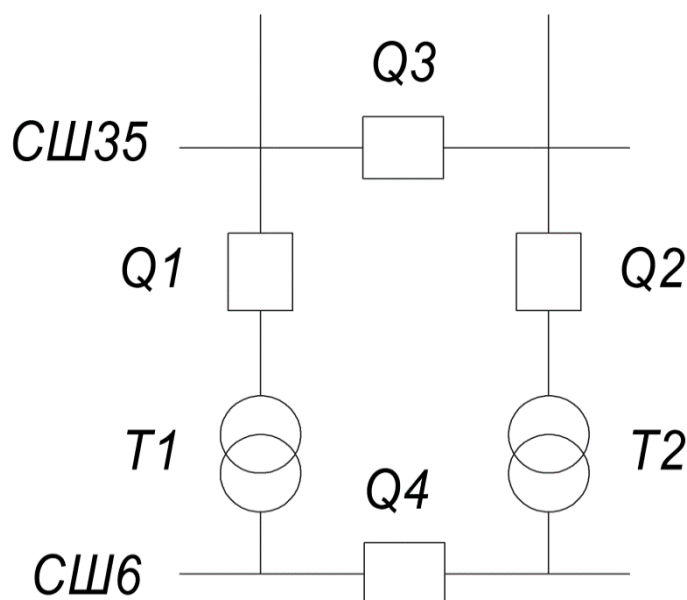


Рисунок 3.1 – Электрическая схема подстанции

4 Расчет токов короткого замыкания

В следствии короткого замыкания на участке цепи где оно произошло происходит увеличение тока и снижение напряжения. Изменение тока и напряжения не может происходить мгновенно, так как элементы сети обладают индуктивностью препятствующие увеличению тока и снижению напряжения.

Сети 6 - 35 кВ обычно работают с изолированной или скомпенсированной нейтралью. В таких сетях возникают трехфазные, двухфазные, двойные и однофазные замыкания на землю. Однофазные замыкания в таких сетях не считается аварийной ситуацией, и отключаются релейной защитой только из соображений безопасности.

Расчет токов КЗ начинается с составления принципиальной схемы элементов сети, затем составляется схема замещения [4]. По полученной схеме необходимо посчитать сопротивление до характерных точек короткого замыкания и произвести расчет токов короткого замыкания [18].

На рисунке 4.1 изображена расчетная схема для расчета токов короткого замыкания.

На рисунке 4.2 изображена схема замещения для расчета токов короткого замыкания.

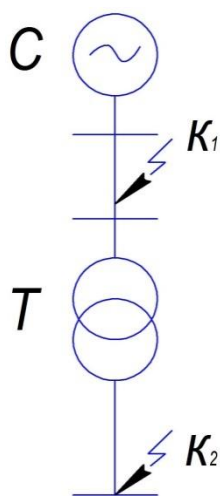


Рисунок 4.1 – Расчетная схема

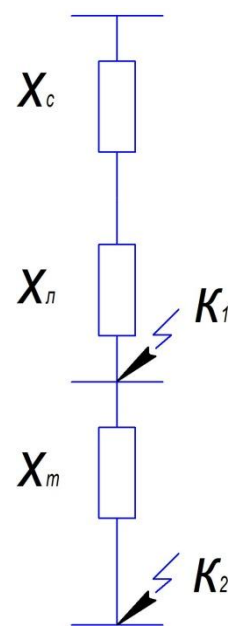


Рисунок 4.2 – Схема замещения

4.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Технические данные:

Система:

$$U_H = 37 \text{ кВ};$$

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА};$$

$$S_K = 2000 \text{ МВА}.$$

Линия:

$$X_{y0} = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$l = 15 \text{ км};$$

$$U_H = 37 \text{ кВ}.$$

Трансформатор:

$$S_H = 2.5 \text{ МВА};$$

$$U_{кз} = 6,5 \text{ \%}.$$

В соответствии со схемой замещения находим сопротивление каждого элемента цепи.

Система:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_K} = 0.5 \text{ о.е.} \quad (4.1)$$

Кабельная линия:

$$X_l = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_H^2} = 4.4 \text{ о.е.} \quad (4.2)$$

Трансформатор:

$$X_m = \frac{U_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ.Т}} = 26 \text{ о.е.} \quad (4.3)$$

Результирующее сопротивление в точке К1:

$$X_{\kappa 1}=X_c+X_l=0.5+4.4=4.9 \text{ о.е.} \quad (4.4)$$

Базисный ток и начальная действующее значение тока в точке К1:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15.6 \text{ кА}; \quad (4.5)$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = I_{\bar{\sigma}} \cdot \frac{E_c}{X_{\kappa 1}} = 15.6 \cdot \frac{1}{4.88} = 3.196 \text{ кА}. \quad (4.6)$$

Ударный ток в точке К1 находится по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 3.196 = 8.135, \quad (4.7)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент соответствующий мету КЗ.

Результирующее сопротивление в точке К2:

$$X_{\kappa 2}=X_c+X_l+X_m=0.5+4.4+26=30.9 \text{ о.е} \quad (4.8)$$

Базисный ток и начальная действующее значение тока в точке К2:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.64 \text{ кА}, \quad (4.9)$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = I_{\bar{\sigma}} \cdot \frac{E_c}{X_{\kappa 2}} = 91.64 \cdot \frac{1}{30.9} = 5.125 \text{ кА}. \quad (4.10)$$

Ударный ток в точке К2 находится по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.92 \cdot 5.125 = 13.915. \quad (4.11)$$

5 Выбор электрических аппаратов

Выбор электрического оборудования, на которое будет производиться замена, производится путем сопоставления расчетных величин и номинальных параметров выбираемого оборудования. Помимо этого следует учитывать климатическое исполнение, категорию размещения, род установки и другие параметры, зависящие от назначения аппарата [6].

Подстанция «Тишерек» является подстанцией проходного типа, поэтому на ней установлены выключатели и разъединители отходящей линии. Максимальная передаваемая мощность по линиям составляет 4 МВА, поэтому выбранные выключатели и разъединители на вводе трансформатора будут подходить по параметрам и для замены на отходящих линиях.

5.1 Выбор выключателей 35 кВ

Выключатель ВВН-СЭЦ-Э-35-25/1000 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}, \quad (5.1)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

2. По номинальному длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.2)$$
$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 55 \text{ А},$$

$$55 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}.$$

3. По отключающей способности:

а) на отключение симметричного тока:

$$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{откл. ном}}, \quad (5.3)$$

$$8.135 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА.}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\tau/T_a} \leq i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, \quad (5.4)$$

где: $i_{a,\tau}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей, в отключаемом токе для времени:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0.01 + 0.04 = 0.05 \text{ с}, \quad (5.5)$$

β - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot e^{-0.05/0.05} \cdot 3.196 = 1.66 \text{ кА},$$

$$i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot 35 / 100) \cdot 25 = 12.37 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}},$$

$$1.66 \text{ кА} \leq 12.37 \text{ кА.}$$

4. По электродинамической стойкости:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (5.6)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (5.7)$$

где $I_{\text{п.р.с}}$ - действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

$i_{\text{пр.с}}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ;

$$3.196 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА},$$

$$8.135 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА.}$$

5. По термической стойкости:

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} \quad (5.8)$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 0.04 = 25 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (5.9)$$

$$\beta_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3.196^2 \cdot 0.09 = 0.91 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (5.10)$$

$$0.91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 25 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выключатель ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1000 удовлетворяет данным параметрам.

5.2. Выбор разъединителя 35 кВ

Примем предварительно к установке разъединитель наружной установки типа РГП-СЭЩ 35/1000 и проверим его по условиям выбора.

Разъединитель РГП-СЭЩ 35/1000 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению (5.1):

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

2. По номинальному длительному току (5.2):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 55 \text{ А},$$

$$55 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}.$$

3. По электродинамической стойкости (5.6) и (5.7):

$$I_{п,о} \leq I_{пр.с},$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$3.196 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$

$$8.135 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

4. По термической стойкости (5.8),(5.9) и (5.10):

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0.04 = 16 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$\beta_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3.196^2 \cdot 0.09 = 0.91 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$0.91 \text{ кА}^2\text{с} \leq 16 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Разъединитель РГП-СЭЩ 35/1000 удовлетворяет данным параметрам.

5.3. Выбор трансформаторов тока 35 кВ

К установке принимаем трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-35. Параметры трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-35.

Трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-35 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению (5.1):

$$U_{ном} \leq U_{сети ном},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

2. По номинальному рабочему току:

$$I_{\text{НОМ}} \leq I_{1\text{НОМ}}, \quad (5.11)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ - номинальный рабочий ток нагрузки трансформатора тока;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 39 \text{ А},$$

$$39 \text{ А} \leq 50 \text{ А}.$$

3. По термической стойкости (5.8),(5.9) и (5.10):

$$\beta_k \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

$$\beta_k \leq 50^2 \cdot 0.04 = 100 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$\beta_k = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 3.196^2 \cdot 0.04 + 0.05 = 0.91 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$0.91 \text{ кА}^2\text{с} \leq 100 \text{ кА}^2\text{с}.$$

4. По конструкции и классу точности.

Класс точности: 0,2;0,5;1;3.

Конструкция: шинного исполнения.

5. Вторичной нагрузке - $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$, (5.12)

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока определяется суммарной мощностью подключенных приборов,

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2} = \frac{15}{5^2} = 0.6, \quad (5.13)$$

где $S_{2\text{НОМ}}$ – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока.

К вторичной обмотке трансформатора тока подключен трехфазный амперметр Omix AX-3-0.5. Потребляемая мощность прибора $S_{приб}=0.5$ ВА.

Сопrotивление приборов определим по формуле:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом.} \quad (5.14)$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Сопrotивление проводов определим по формуле:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{конт} = 0.6 - 0.02 - 0.1 = 0.588 \text{ Ом.} \quad (5.15)$$

где $R_{конт}$ – сопротивление контактов равное 0.1.

Сечение проводов определим по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{R_{пр}} = \frac{0.028 \cdot 40}{0.588} = 1.9 \text{ мм}^2, \quad (5.16)$$

где ρ – удельное сопротивление материала,

$l_{расч}$ – расчетная длина проводов.

На подстанциях для вторичных цепей следует применять контрольные кабели с алюминиевыми жилами из полутвердого алюминия. Удельное

сопротивление алюминия $\rho = 0,028 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$.

Исходя из условия механической прочности сечение алюминиевых жил должно быть не менее 2.5 мм^2 . Поэтому в качестве соединительных проводов используем контрольный кабель АКВБШВнг сечением 2.5 мм^2 .

Трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-35 удовлетворяет заданным параметрам.

5.4. Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

К установке принимаем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-35.

Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-35 выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению (5.1):

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

2. Конструкции и схемы соединения обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки.

Конструкция: наружной установки.

Класс точности: 0.2; 0.5; 1; 3.

Схемы соединения обмоток:

с одной основной обмоткой $Y_n/Y_n/D-0 +1/1/1-0-0$,

с двумя основными обмотками $Y_n/Y_n/Y_n /D-0-0 +1/1/1-0-0$.

3. Вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$, (5.17)

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения,

$S_{\text{ном}}$ – номинальная нагрузка трансформатора напряжения в выбранном классе точности.

К вторичной обмотке трансформатора напряжения подключен трехфазный вольтметр Omix AX-3-0.5. Потребляемая мощность прибора $S_{2\Sigma} = 3$ ВА.

Номинальная вторичная мощность трансформатора напряжения в классе точности 0.5%, $S_{\text{ном}} = 75$ ВА.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}},$$

$$3 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-35 удовлетворяет заданным параметрам.

5.5 Выбор сборных шин и ошиновки на стороне 35 кВ

В распределительных устройствах 35 кВ применяются гибкие и жесткие шины. На подстанции Тишерек для удобства монтажа применим оба варианта.

5.5.1 Выбор гибких шин

Гибкие шины выполнены сталеалюминевыми проводами марки АС. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах открытых распределительных устройств не проверяются по экономической плотности тока. Их сечение выбирается по нагрузкам послеаварийного режима:

$$I_{доп} \geq I_{н.мах}$$
$$I_{н.мах} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 55 \text{ А,}$$

По току послеаварийной нагрузки был выбран проводник марки АС 16/2.7 мм компании «Камкабель» с допустимым длительным током 111 А.

5.5.2 Выбор жестких шин

К установке принимаем жесткие шины компании СЭЩ на напряжение 35 кВ, с номинальным током 1000 А. Установка жесткой шины осуществляется на опорные изоляторы, поставляемые вместе с ними.

Выбранные шины необходимо проверить на электродинамическую стойкость [11]. Шины трубчатого сечения, выполнены из алюминиевого сплава, расположены горизонтально.

Момент инерции и момент сопротивления поперечных сечений трубчатых шин определяются по формулам:

$$J = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64} = \frac{3.14 \cdot (0.08^4 - 0.07^4)}{64} = 2.85 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4; \quad (5.18)$$

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = \frac{3.14 \cdot (0.08^4 - 0.07^4)}{32 \cdot 0.08} = 7.126 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3, \quad (5.19)$$

где: D – наружный диаметр шины равный 80 мм;

d – внутренний диаметр шины равный 77 мм.

Частота собственных колебаний шин определяется по формуле:

$$f = \frac{r^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4.73^2}{2 \cdot 3.14 \cdot 3.47^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 2.85 \cdot 10^{-7}}{1.62}} = 32.82 \text{ Гц}, \quad (5.20)$$

где: r – параметр основной частоты собственных колебаний шины зависящий от типа сечения шины и равный 4.73;

l – длина пролета между изоляторами равная 3.47 м;

E – модуль упругости материала шины равный $7 \cdot 10^{10}$ Па;

m – масса шины на единицу длина равная 1.62 кг/м.

Максимальная сила, действующая на шинную конструкцию, определяется по формуле:

$$F_{max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\delta}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 3.47 \cdot 8135^2 \cdot 1 \cdot 1 = 39.775 \text{ Н}, \quad (5.21)$$

где: a – междуфазное расстояние пролета равное 1 м;

$i_{y\delta}$ – ударный ток трехфазного короткого замыкания равный 8.135 кА;

k_{ϕ} – коэффициент формы;

$k_{расп}$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения шин.

Максимальное напряжение в материале шин определяется по формуле:

$$\sigma_{max} = \frac{F_{max} \cdot l}{\lambda \cdot W} = \frac{39.775 \cdot 3.47}{8 \cdot 7.126 \cdot 10^{-6}} = 2.421 \text{ МПа}, \quad (5.22)$$

где: λ – коэффициент, зависящий от способа крепления шин.

Допустимое напряжение в материале шины $\sigma_{доп}$ равно 89 МПа и 84 МПа в области сварного шва. Поскольку $\sigma_{max} < \sigma_{доп}$, следовательно шины удовлетворяют условию электродинамической стойкости.

5.6 Выбор выключателя 6 кВ

Выключатель ВВУ-СЭЦ-Э-10-20/1000 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению (5.1):

$$U_{ном} \leq U_{сети ном},$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

2. По номинальному длительному току (5.2):

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 320 \text{ А},$$

$$320 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}.$$

3. По отключающей способности:

а) на отключение симметричного тока (5.4):

$$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}$$

$$13,915 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания (5.5):

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\tau/T_a} \leq i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{откл.ном},$$

где $i_{a.\tau}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$\tau = t_{pз} + t_{c.в} = 0.01 + 0.03 = 0.04 \text{ с},$$

β - нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot e^{-0.04/0.05} \cdot 5.125 = 3.25 \text{ кА},$$

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 55 / 100) 20 = 15.5 \text{ кА},$$

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном},$$

$$3.25 \text{ кА} \leq 15.5 \text{ кА}.$$

4. По электродинамической стойкости (5.6), (5.7):

$$I_{п,о} \leq I_{пр.с},$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}.$$

где $I_{п.р.с}$ - действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

$i_{пр.с}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ;

$$5.125 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$

$$13.915 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

5. По термической стойкости (5.3):

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0.03 = 12 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$\beta_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_d) = 5.125^2 \cdot 0.08 = 2.1 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$2.1 \text{ кА}^2\text{с} \leq 12 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000 удовлетворяет данным параметрам.

5.7 Выбор трансформаторов тока 6 кВ

К установке принимаем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. Параметры трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10.

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению (5.1):

$$U_{ном} \leq U_{сети ном},$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

2. По номинальному рабочему току (5.2):

$$I_{ном} \leq I_{1ном},$$

$$I_{ном} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 230 \text{ А},$$

$$230 \text{ А} \leq 250 \text{ А}.$$

3. По термической стойкости (5.3):

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$\beta_k \leq 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$\beta_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 5.125^2 \cdot 0.08 = 2.1 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$2.1 \text{ кА}^2\text{с} \leq 625 \text{ кА}^2\text{с}.$$

4. По конструкции и классу точности.

Класс точности: 0,2;0,5;1;3.

Конструкция: опорного исполнения.

5. Вторичной нагрузке - $Z_2 \leq Z_{2ном}$ (5.12),

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока определяется суммарной мощностью подключенных приборов,

$Z_{2ном}$ - номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока определяется по формуле (5.13):

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0.8,$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока.

К вторичной обмотке трансформатора тока подключены трехфазный амперметр с потребляемой мощностью 0.5 ВА и счетчик электроэнергии трехфазный многотарифный микропроцессорный универсальный с потребляемой мощностью 4 ВА.

$$S_{приб} = 4 + 0.5 = 4.5 \text{ ВА}.$$

Сопротивление приборов определим по формуле (5.14):

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{4.5}{5^2} = 0.18 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Сопротивление проводов определим по формуле (5.15):

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{конт} = 0.8 - 0.18 - 0.1 = 0.52 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов определим по формуле (5.16):

$$S = \frac{\rho \cdot I_{расч}}{R_{пр}} = \frac{0.028 \cdot 40}{0.52} = 2.15 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности сечение алюминиевых жил должно быть не менее 2.5 мм^2 . Поэтому в качестве соединительных проводов используем контрольный кабель АКВББШвнг сечением 2.5 мм^2 .

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10 удовлетворяет заданным параметрам. Габариты и технические параметры разъединителя приведены в приложении В.

5.8 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ

К установке принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-6.

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-6 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению (5.1):

$$U_{ном} \leq U_{сети ном},$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ.}$$

2. По конструкции и схемы соединения обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки.

Конструкция: наружной установки.

Класс точности: 0.2; 0.5; 1; 3.

Схемы соединения обмоток:

с двумя основной обмоткой 1/1/1-0-0,

с тремя основными обмотками 1/1/1/1-0-0-0.

3. Вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$,

К вторичной обмотке трансформатора напряжения подключены трехфазный вольтметр с потребляемой мощностью 3 ВА и счетчик электроэнергии трехфазный многотарифный микропроцессорный универсальный с потребляемой мощностью 4 ВА.

Номинальная вторичная мощность трансформатора напряжения в классе точности 0.5%, $S_{ном}=30$ ВА.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном},$$

$$7 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА}.$$

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 удовлетворяет заданным параметрам.

5.9 Выбор сборных шин и ошиновки на стороне 6 кВ

5.9.1 Выбор соединения силового трансформатора с КРУ

Соединение трансформатора с КРУ 6 кВ осуществляется гибкими шинами. По (5.6) длительный ток послеаварийного режима для стороны 6 кВ составляет 320 А. Следовательно принимаем к установке сталеалюминевый провод марки АС 95/16 компании Камкабель с длительно допустимым током 330 А.

5.9.2 Выбор жестких шин на стороне 6 кВ

Ячейки КРУ-СЭЩ 59 поставляются в комплекте с медными шинами на номинальный ток 1000 А.

5.9.3 Выбор проводников отходящих линий

Выбор сечения проводников отходящих линий осуществляется по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_H}{j_{эк}} \text{ мм}^2, \quad (5.23)$$

где: $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, определяемая по таблице.

Для снижения эксплуатационных расходов и повышения надежности вы качестве проводников отходящих линий воспользуемся проводником СИП -3.

Расчет сечений проводников сведен в таблицу.

Таблица 5.1 – Сечения отходящих линий

S, мм ² .	Количество цепей, шт.
50	1
70	1
95	4
150	3

6 Релейная защита

В работе был произведен выбор и расчет релейной защиты основных элементов подстанции.

Для защиты линий 6-35 кВ работающей с изолированной нейтралью используется релейная защита от однофазных и многофазных замыканий на землю [9]. Для защиты линии от многофазных коротких замыканий следует установить многоступенчатую защиту. Данные защиты будут реализованы на микропроцессорном блоке БМРЗ-152-Д-КСЗ.

Для защиты трансформатора от внутренних повреждений используется дифференциальная и газовая защиты, а для защиты от внешних КЗ используется максимальная токовая защита. Данные защиты будут реализованы на блоке БМРЗ-153-Д-УЗТ.

В качестве защиты сборных шин 35 кВ используется дифференциальная токовая защита без выдержки времени. Данная защиты будет реализована на блоке БМРЗ-153-ДЗШ.

На секционном выключателе должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита. Данная защиты будет реализована на блоке БМРЗ-152-Д-КСЗ.

Для защиты обслуживающего персонала от травм и повреждений при электрических авариях, связанных с открытой электрической дугой и минимизации или исключения разрушений в ячейках используется комплект дуговой защиты. Данная защита будет реализована на комплекте дуговой защиты ДУГА-БЦ, ДУГА-О и ВОД-Л.

6.1 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора для блоков БМРЗ

6.1.1 Выбор преобразователя ток - напряжение блоков БМРЗ

6.1.1.1 Расчет номинальных первичных токов трансформатора

Номинальный ток трансформатора стороны ВН:

$$I_{ВН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{2.5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 39.01 \text{ А.} \quad (6.1)$$

Номинальный ток трансформатора стороны НН:

$$I_{НН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{2.5}{\sqrt{3} \cdot 6.6} = 218.69 \text{ А.} \quad (6.2)$$

6.1.1.2 Выбор преобразователя ток – напряжение

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале стороны ВН:
ВН:

$$I_{\text{МАКС ПТН ВН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{к.макс.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 2 \cdot \frac{3.196}{15} = 426.13 \text{ А}, \quad (6.3)$$

где: $k_{\text{пер}}$ - коэффициент учитывающий наличие аperiodической составляющей тока;

$I_{\text{МАКС ПТН ВН}}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока короткого замыкания;

$k_{\text{ТТ.ВН}}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока установленного на стороне высшего напряжения.

Так как наибольшее ближайшее допустимое значение тока измерительного канала равно 500 А, то для стороны высшего напряжения устанавливаем измерительные каналы с номинальным током 5 А.

Проверяем преобразователь ток - напряжение по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока в нагрузочном режиме:

$$I_{\text{ном.ПТН}} \leq 6 \cdot \frac{I_{\text{ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (6.4)$$

$$5 \text{ А} \leq 15.6 \text{ А}.$$

Проверка показала, что выбранный преобразователь ток - напряжение обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале стороны НН:
НН:

$$I_{\text{МАКС ПТН ВН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{к.макс.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 2 \cdot \frac{5.125}{50} = 205 \text{ А}, \quad (6.5)$$

где: $I_{МАКС ПТН НН}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока короткого замыкания;

$k_{ТТ.НН}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока установленного на стороне высшего напряжения.

Так как наибольшее ближайшее допустимое значение тока измерительного канала равно 250 А, то для стороны высшего напряжения устанавливаем измерительные каналы с номинальным током 2.5 А.

Проверяем преобразователь ток - напряжение по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока в нагрузочном режиме:

$$I_{ном.ПТН} \leq 6 \cdot \frac{I_{ВН}}{k_{ТТ.ВН}}, \quad (6.6)$$
$$2.5 \text{ А} \leq 26.4 \text{ А}.$$

Проверка показала, что выбранный преобразователь ток - напряжение обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

6.1.2 Расчет дифференциальной токовой отсечки

Уставка дифференциальной токовой отсечки принимается равной 4 по условию отстройки от броска тока намагничивания.

Определяем относительное значение погрешности, обусловленное наличием регулятора напряжения:

$$U_{рег} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2.5}{100} = 5\%, \quad (6.7)$$

где: n - количество ступеней регулирования;

ΔU - шаг регулирования напряжения.

Определяем относительный расчетный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего короткого замыкания:

$$I_{НБ.расч} = (K_{пер2} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{макс} + U_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{к.макс.ННприв}}{I_{ВН}} =$$

$$= (2.5 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.05 + 0.05) \cdot \frac{914}{39.01} = 8.2, \quad (6.8)$$

где: $K_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформатора тока в переходном режиме;

K_a - коэффициент однотипности трансформатора тока;

$\varepsilon_{макс}$ - максимальное значение относительных погрешностей трансформатора тока;

γ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч;

$I_{к.макс.ННприв}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего короткого замыкания, протекающего через трансформатора ток в начальный момент времени короткого замыкания, приведенная к стороне высшего напряжения.

Исходя из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса, рассчитываем уставку срабатывания дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot I_{НБрасч} = 1.2 \cdot 8.2 = 9.841, \quad (6.9)$$

где: $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Уставка срабатывания дифференциальной токовой отсечки выбирается наибольшей из двух полученных значений. Поэтому принимаем уставку срабатывания дифференциальной токовой отсечки равной 9.841.

6.1.3 Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением

6.1.3.1 Грубые уставки.

Относительный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{НБ.расч} = 0.5 \cdot (\kappa_{пер3} \cdot \kappa_a \cdot \varepsilon_{0.5} + U_{рег} + \gamma) = 0.5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.05 + 0.05) = 0.1, \quad (6.10)$$

где: $\kappa_{пер3}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим при отсутствии апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме;

$\varepsilon_{0.5}$ - максимальное значение относительных погрешностей трансформатора тока в режиме соответствующей половине номинальной нагрузки трансформатора.

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением определяется по формуле:

$$I_{ДЗТнач} = \kappa_{отс2} \cdot I_{НБрасч} = 1.5 \cdot 0.1 = 0.15 \text{ А}, \quad (6.11)$$

где: $\kappa_{отс2}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Уставку начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением рекомендуется принимать не менее 0.3. Так как в ходе расчета $I_{ДЗТнач}$ получилось равной 0.15, следовательно, уставку $I_{ДЗТнач}$ принимаем равной 0.3.

Уставки коэффициента торможения, второго участка характеристики торможения дифференциальной токовой защиты с торможением, при токе торможения равным 1.5 определяется по формуле:

$$I_{ДЗТ2} = \kappa_{отс} \cdot 1.5 \cdot (\kappa_{пер} \cdot \kappa_a \cdot \varepsilon_{1.5} + U_{рег} + \kappa_{выр}) = 1.2 \cdot 1.5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.05 + 0.05) = 0.54 \text{ А}, \quad (6.12)$$

где: $\kappa_{выр}$ - коэффициент относительной погрешности цифрового выравнивания токов плеч;

$\varepsilon_{1.5}$ - максимальное значение относительных погрешностей трансформатора тока в режиме в полтора раза превышающем номинальную нагрузку трансформатора.

Коэффициент торможения для второго участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$K_{\text{торм}2} = \frac{I_{\text{ДЗТ}2} - I_{\text{ДЗТнач}}}{1.5 - 0.5} = \frac{0.54 - 0.3}{1.5 - 0.5} = 0.24 \text{ А.} \quad (6.13)$$

Значение тормозного тока, третьего участка характеристики торможения, соответствующего максимальному току внешнего короткого замыкания на стороне низшего напряжения определяется по формуле:

$$I_{\text{к.торм}} = \left(1 - \frac{K_{\text{пер}2} - \varepsilon_{\text{макс}}}{2}\right) \cdot \frac{I_{\text{к.максННприв}}}{I_{\text{ном.трВН}}} = \left(1 - \frac{2.5 - 0.1}{2}\right) \cdot \frac{914}{39.01} = 20.5 \text{ А,} \quad (6.14)$$

где: $I_{\text{к.максННприв}}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего короткого замыкания, протекающего через трансформатор тока в начальный момент времени короткого замыкания, приведенная к стороне высшего напряжения.

Коэффициент торможения для третьего участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$K_{\text{торм}3} = \frac{I_{\text{ДТО}} - I_{\text{ДЗТ}2}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм}2}} = \frac{9.841 - 0.54}{20.5 - 1.5} = 0.489. \quad (6.15)$$

6.1.3.2 Чувствительные уставки

Выбор уставки начального тока срабатывания дифференциальной защиты с торможением.

Относительный расчетный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{\text{НБ,расч}} = 0.5 \cdot (K_{\text{пер}3} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{0.5} + U_{\text{рег}} + \gamma) = 0.5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.05 + 0.05) = 0.1, \quad (6.16)$$

где: $U_{\text{рег}}$ - относительное значение погрешности, обусловленное наличием регулятора напряжения. Принимается наименьшее значение между 5% и $3 \cdot \Delta U$.

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением определяется по формуле:

$$I_{\text{ДЗТнач}} = K_{\text{отс2}} \cdot I_{\text{НБрасч}} = 1.5 \cdot 0.1 = 0.15 \text{ А}, \quad (6.17)$$

Уставку начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением рекомендуется принимать не менее 0.3. Так как в ходе расчета $I_{\text{ДЗТнач}}$ получилось равной 0.15, следовательно, уставку $I_{\text{ДЗТнач}}$ принимаем равной 0.3.

Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения дифференциальной токовой защиты с торможением.

Ток срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением при токе торможения равным 1.5 определяется по формуле:

$$\begin{aligned} I_{\text{ДЗТ2}} &= K_{\text{отс}} \cdot 1.5 \cdot (K_{\text{нер}} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{1.5} + U_{\text{рег}} + K_{\text{выр}}) = \\ &= 1.2 \cdot 1.5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.05 + 0.05) = 0.54 \text{ А}, \end{aligned} \quad (6.18)$$

Коэффициент торможения для второго участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$K_{\text{торм2}} = \frac{I_{\text{ДЗТ2}} - I_{\text{ДЗТнач}}}{1.5 - 0.5} = \frac{0.54 - 0.3}{1.5 - 0.5} = 0.24 \text{ А}. \quad (6.19)$$

Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения дифференциальной токовой защиты с торможением.

Уставка дифференциальной токовой отсечки для чувствительных уставок определяется по формуле:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot (K_{пер2} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{макс} + U_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{к.макс.ННприв}}{I_{ВН}} =$$

$$= 1.2 \cdot (2.5 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.05 + 0.05) \cdot \frac{914}{39.01} = 9.841. \quad (6.20)$$

Коэффициент торможения для третьего участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$K_{торм3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{к.торм} - I_{торм2}} = \frac{9.841 - 0.54}{20.5 - 1.5} = 0.489. \quad (6.21)$$

6.1.4 Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты

Для проверки чувствительности дифференциальной токовой защиты с торможением используется минимальное относительное значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения.

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты с торможением при металлическом коротком замыкании определяется по формуле:

$$K_{\chi} = \frac{I_{к.мин.ННприв} \cdot (1 - \varepsilon_{мин})}{I_{ВН} \cdot I_{ДЗТнач}} = \frac{792 \cdot (1 - 0.1)}{39.01 \cdot 0.3} = 60.9 \quad (6.22)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованию ПУЭ.

6.1.5 Выбор уставок сигнализации небаланса

Относительный расчётный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{НБ,расч} = 1 \cdot (K_{пер3} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{раб.макс} + U_{рег} + \gamma) = 0.5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.05 + 0.05) = 0.2, \quad (6.23)$$

где: $\varepsilon_{\text{раб.макс}}$ - максимальное значение относительных погрешностей трансформатора тока в режиме соответствующему номинальной нагрузке трансформатора.

Уставка сигнализации небаланса определяется по формуле:

$$I_{\text{НБ}} = \kappa_{\text{отсз}} \cdot I_{\text{НБрасч}} = 1.1 \cdot 0.2 = 0.22 \text{ А}, \quad (6.24)$$

где: $\kappa_{\text{отсз}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ уставка сигнализации небаланса задается коэффициентом, который определяется по формуле:

$$K_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗТнач}}} = \frac{0.22}{0.3} = 0.733 \quad (6.25)$$

6.1.6 Выбор уставок блокировки дифференциальной защиты с торможением при возникновении броска тока намагничивания

Отстройку дифференциальной защиты с торможением от броска тока намагничивания обеспечивают с помощью алгоритма информационного признака блокирования.

Уставку информационного признака блокирования рекомендуется принимать равной 0.15.

Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования рекомендуется принять равной 1 секунде.

7 Выбор оперативного тока

Для управления приводами выключателей и разъединителей а также для питания цепей защиты и автоматики применяется оперативный ток. Род применяемого тока зависит от типа применяемого привода на выключателях и разъединителях и от типа релейной защиты и автоматики [13].

На подстанции установлена микропроцессорная релейная защита и автоматика, а привода выключателей и разъединителей позволяют использовать постоянный оперативный ток, поэтому в качестве оперативного тока будет использован постоянный ток.

Установки постоянного тока состоят из аккумуляторных батарей, зарядно-подзарядных агрегатов и оперативных цепей, защиты, сигнализации, управления, освещения. Аккумуляторные батареи работают, как правило, в режиме постоянного подзаряда. В качестве установки постоянного тока будет использован шкаф оперативного тока ExOn компании «Электронмарш».

8 Собственные нужды подстанции

В зависимости от типа и мощности подстанции, питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов одного или двух в зависимости от ответственности потребителей собственных нужд [16].

К потребителям собственных нужд относятся оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУ и КРУН, зарядное устройство, вентиляция, отопление, освещение и т. д.

Данные собственных нужд представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор трансформатор собственных нужд с учетом состава мощности

№	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС
		2x2.5 МВА
1	Подогрев приводов	14,32
2	Обогрев КРУ-СЭЩ-70	2
3	Обогрев ОПУ	45
4	Подогрев релейных шкафов	1
5	Подогрев приводов разъединителей	0,6
6	Освещение, отопление	15
7	Освещение ОРУ 35	2
8	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	15
9	Маслохозяйство	5
	Итого	69,92 кВт
	С учетом коэффициента загрузки $K_z=0,7$	
	Всего	48,94 кВт

При установке двух трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд.

На основании данных таблицы к установке на подстанции принимаем два трансформатора собственных нужд типа ТЛС-10-40/10(6)/0.4.

9 Системы измерений на подстанции

Контрольно-измерительные приборы осуществляют контроль за режимом работы электрооборудования установленного на подстанции [17]. На понизительном двухобмоточном трансформаторе со стороны низкого напряжения должны быть установлены: амперметр, ватт и варметр, счетчики активной и реактивной энергии. На шинах 6 и 35 кВ необходимо установить: вольтметр для измерения фазного и линейного напряжения. В цепи трансформатора собственных нужд со стороны низкого напряжения необходимо установить амперметр и счетчик активной энергии. В фидерных ячейках 6 кВ нужно установить амперметр и счетчики активной и реактивной энергии. На секционных выключателях устанавливаются амперметры.

Данные приборы, а также место их установки схематично изображаются на главной электрической схеме подстанции.

10 Расчет заземления подстанции

Металлические части электрооборудования, не находящиеся под напряжением, должны заземляться. Это достигается путем использования естественных и искусственных заземлителей.

Заземление для подстанции «Тишерек» рассчитаем методом коэффициента использования. Данная подстанция, находится в I климатической зоне, естественных заземлителей нет. Вертикальные заземлители выполнены уголком размером 50x50x5 мм, длиной 3 м. Уголки забиты по контуру подстанции равномерно. Для горизонтального заземлителя используется оцинкованная стальная полоса размером 40x4 мм. Глубина заложения горизонтального заземлителя 0.7 м. Грунт чернозем с удельным сопротивлением 20 Ом·м.

Нормируемое сопротивление заземляющего устройства 4 Ом.

Согласно ПУЭ издание 7 [1], допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта определяется по формуле:

$$R_3 = \frac{\rho_{cp}}{100} \cdot R_3 = \frac{20}{100} \cdot 4 = 0.8 \text{ Ом.} \quad (10.1)$$

Сопротивление растеканию тока вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$\begin{aligned} R_B &= \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) = \\ &= \frac{0,366 \cdot 20}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,048} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 5.5 \text{ Ом,} \end{aligned} \quad (10.2)$$

где: $\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho_{cp} = 1.3 \cdot 20 = 26 \text{ Ом/м}$;

l - длина вертикального заземлителя, м;

d - диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки b принимается $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,048$ м);

t_0 - глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;

$$t = t_0 + 0,5 \cdot l = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ м.} \quad (10.3)$$

Количество вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R_3} = \frac{5,5}{0,61 \cdot 0,8} = 12 \text{ шт.} \quad (10.4)$$

где: η_6 - коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру.

Исходное количество вертикальных заземлителей принимаем равным 12.

Длина горизонтального заземлителя определяется по формуле:

$$l_2 = a \cdot n = 9 \cdot 12 = 108 \text{ м,} \quad (10.5)$$

где: a – расстояние между вертикальными заземлителями.

Сопротивление растеканию тока горизонтального заземлителя:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{l_2} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_2^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 36}{36} \cdot \lg \frac{2 \cdot 108^2}{0,04 \cdot 0,7} = 1,8 \text{ Ом,} \quad (10.6)$$

где: $\rho_{расч.г} = k'_c \cdot \rho_{зп} = 1,8 \cdot 20 = 36$ Ом/м.

Действительное сопротивление растеканию тока горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования определяется по формуле:

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2} = \frac{1,8}{0,32} = 5,625 \text{ Ом.} \quad (10.7)$$

Сопротивление растеканию тока вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя определяется по формуле:

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3} = \frac{5.625 \cdot 0.8}{5.625 - 0.8} = 0.932 \text{ Ом.} \quad (10.8)$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$n'_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R'_6} = \frac{5.5}{0.61 \cdot 0.932} = 10 \text{ шт.} \quad (10.9)$$

На основании расчета к установке в заземляющем контуре подстанции «Тишерек» принимаем 10 вертикальных заземлителей.

11 Молниезащита подстанции

Здания и сооружения установленные на подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний [19]. Молниезащита подстанции не требуется, если на ней установлены трансформаторы единичной мощностью менее 1.6 МВА или же подстанция располагается в зоне с числом грозových часов менее 20.

Подстанция «Тишерек» располагается в зоне с числом грозových часов 20 – 30 и на ней установлены трансформаторы единичной мощности 2.5 МВА. Вследствие этого она должна быть защищена от прямых ударов молнии. Молниезащита будет выполнена стрелковыми молниеприемниками установленными на порталы и отдельно стоящим секционным молниеотводом компании «NordWerk». Для защиты молниеприемников и токоотводов от коррозии их следует покрасить. Соединения молниеприемников и токоотводов будет выполнено сваркой.

11.1 Выбор высоты молниеотводов

Открытое распределительное устройство подстанции имеет следующие габаритные размеры: ширина $a=36$ м и длина $b=25$ м. Самая высокая точка подстанции $h_x=7.850$ м. Расстояние между ближайшими молниеотводами $l_1=18.9$ м, между удалёнными $l_2=27.8$ м.

Предельное расстояние между молниеотвода определяется по формуле:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{18.9^2 + 27.8^2} = 33.644 \text{ м.} \quad (11.1)$$

Превышение высоты молниеотвода h_a над высотой защищаемого объекта должно составлять:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{33.644}{8} = 4.205 \text{ м.} \quad (11.2)$$

Полная высота молниеотвода определяется по формуле:

$$h=h_x+h_a=7.85+8=15.85 \text{ м}, \quad (11.3)$$

где: h_a – высота типового молниеотвода равная 8 метрам.

Выполняем проверку по условию защиты всей площади подстанции:

$$L=33.644\text{м} < 8 \cdot h_a=8 \cdot 5.5=44\text{м}. \quad (11.4)$$

Из данного соотношения следует, что данные молниеотводы должны обеспечивать защиту от прямых ударов молнии всей площади открытого распределительного устройства.

11.2 Определение границ зоны молниезащиты

Для многократных стержневых молниеотводов зона защиты определяется посредством попарно взятых соседних молниеотводов.

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h_0=0.92 \cdot h=0.92 \cdot 11.6=14.582 \text{ м}. \quad (11.5)$$

Радиус защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_x=1.5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0.92}\right)=1.5 \cdot \left(11.6 - \frac{7.85}{0.92}\right)=10.97 \text{ м}. \quad (11.6)$$

Радиус защиты на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0=1.5 \cdot h=1.5 \cdot 15.85=23.8 \text{ м}. \quad (11.7)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов определяются по формулам:

$$h_{\min 1} = h_0 - 0.14 \cdot (l_1 - h) = 14.582 - 0.14 \cdot (18.9 - 15.85) = 14.155 \text{ м.} \quad (11.8)$$

$$h_{\min 2} = h_0 - 0.14 \cdot (l_2 - h) = 14.582 - 0.14 \cdot (27.8 - 15.85) = 12.9 \text{ м.} \quad (11.9)$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли определяется по формуле:

$$r_c = 1.5 \cdot h = 1.5 \cdot 15.85 = 23.775 \text{ м.} \quad (11.10)$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне защищаемого объекта определяется по формулам:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}} = 23.775 \cdot \frac{14.155 - 7.85}{14.155} = 10.59 \text{ м.} \quad (11.11)$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min 2} - h_x}{h_{\min 2}} = 23.775 \cdot \frac{12.9 - 7.85}{12.9} = 9.3 \text{ м.} \quad (11.12)$$

Полученные параметры молниезащиты нанесены на план подстанции. Из плана видно, что защищаемая подстанция попадает под зону молниезащиты полностью и, следовательно, три молниеотвода полностью обеспечивают защиту подстанции от прямых ударов молнии.

11.3 Определение надежности подстанции от прямых ударов молнии

Число ударов молнии в подстанцию за год определяется по формуле:

$$N = 0.06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot h)(b + 10 \cdot h) \cdot 10^{-6} =$$

$$=0.06 \cdot 30 \cdot (36+10 \cdot 15.85)(25+10 \cdot 15.85)=0.064, \quad (11.13)$$

где: n – количество грозových часов в году равное 30.

Число отключений подстанции определяется по формуле:

$$\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g = 0.064 \cdot 10^{-3} \cdot 0.68 \cdot 0.7 = 3.058 \cdot 10^{-5}, \quad (11.14)$$

где: ψ_n – вероятность прорыва молнии сквозь зону молниезащиты;

ψ_i – вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии;

ψ_g – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу.

Показатель грозоупорности подстанции определяется по формуле:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{2.10810^{-5}} = 32.7 \cdot 10^3 \text{ лет.} \quad (11.15)$$

Заключение

Произведен расчет и выбор оборудования необходимого для

реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «Тишерек». Принято решение о замене существующих трансформаторов мощностью 3200 кВА на трансформаторы мощностью 2500 кВА. Это решение принято из-за того, что роста нагрузок в питаемом районе не планируется, установленные в настоящее время трансформаторы недогружены и исчерпали срок эксплуатации в 25 лет.

Произведена замена высоковольтных аппаратов, токоведущих частей и другого оборудования подстанции на современные образцы. Выполнен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Принятые к установке электрические аппараты проверены по всем требуемым при проверке устройства требованиям. При этом электрические аппараты в системе электроснабжения надежно работают как в нормальном длительном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, простоты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации. Релейная защита и автоматика отвечает всем требованиям ПУЭ.

Реконструкция подстанции «Тишерек» произведена по всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на проектирование.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003
3. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: Энергия, 2012. - 108 с.
4. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
5. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Учебное пособие / Г.Н. Ополева - М.: ФОРУМ: ИНФРА - М, 2006. - 480 с.
6. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: Справочное пособие / В.П. Шеховцов - М.: Инфра-М, 2014. - 136 с.
7. Конюхова, Е.А. Электроснабжение: Учебник / Е.А. Конюхова - М.: МЭИ, 2014. - 512 с.
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков . - 5-е изд., стер. - СПб.: БХВ-Петербург, 2013 . - 608 с. - (Учебная литература для вузов) . - ISBN 978-5-9775-0833-9.
9. Киреева, Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебник / Э.А. Киреева, С.А. Цырук - М.: Academia, 2014. - 288 с.
10. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - 2-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2013. - 448 с. - ISBN 5-7695 2328-X

11. Гук, Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие для вузов по специальности "Электрические станции" / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. - М.: ЁЁ-Медиа, 2012. - 310 с.
12. Коробов, Г.В., Картанцев, В.В., Черемисинова, Н.А. Электроснабжение. Курсовое проектирование. Учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картанцев, Н.А. Черемисинова. - 2-е изд. испр. и доп. - М.: Лань, 2011. - 192 с.
13. Степкина, Ю. В., Вахнина, В. В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. Пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2006. - 49 с.
14. Вахнина, В. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб.-метод. пособие для студентов направления 140200 "Электроэнергетика" / В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2009. - 15 с.
15. Вахнина, В. В., Степкина, Ю. В., Самолина, О. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина, О.В. Самолина. - Тольятти : ТГУ, 2012. - 31 с.
16. Степкина, Ю. В., Вахнина, В. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2009. - 67 с.
17. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» 2009
18. Иванов А.В., Колчин Т.В. – Методическое пособие по расчету систем оперативного тока, собственных нужд, заземляющих устройств и молниезащиты подстанций 35 кВ и выше / А.В. Иванов, Т.В. Колчин. – Н. Новгород. 2008.- 52 с.
19. ГОСТ Р 52736–2007 – «Методы расчета электродинамического и термического действия короткого замыкания».
20. Злобина И.Г., Казакова Е.Ю., Шестакова Л.А. – Электрические станции и подстанции: Учебное пособие к выполнению курсового проекта /

- И.Г. Злобина, Е.Ю. Казакова, Л.А. Шестакова. – ЧГУ, Чебоксары, 2008. – 80 с.
21. ГОСТ Р 52735–2007 – «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ».
22. Лисовский, Г.С., Хейфиц, М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование электрических подстанций 35-750 кВ / Г.С. Лисовский, М.Э. Хейфиц. - М.: Энергия, 2007. - 458 с.
23. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования:Р248. Учеб. Пособие для студ. высш. учеб. Заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А., Старшинов и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – М.; Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.
24. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ. Типовые решения – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» 2007
25. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. – Режим доступа: <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C067305231..>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз.англ.
26. A Model-Based Fault Detection Framework for Vacuum Circuit Breaker by Trip Coil Analysis Journal of software, vol. 9, no. 1, january 2014 [Электронный ресурс] / Yuhuang Zheng – Режим доступа: <http://ojs.academypublisher.com/index.php/jsw/article/view/11916>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз.англ.
27. Neuro Fuzzy System Based Condition Monitoring of Power Transformer, IJCSI International Journal of Computer Science Issues, Vol. 9, Issue 2, No 1, March 2012 [Электронный ресурс] / Anil Kumar Kori, A.K. Sharma, A.K.S. Bhadoriya Rajiv Gandhi. – Режим доступа: <http://www.ijcsi.org/papers/IJCSI-9-2-1-495-499.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз.англ.
28. Neural Network based Modeling and Simulation of Transformer Inrush Current, I.J. Intelligent Systems and Applications, 2012, 5, 1-7 Published Online May

2012 in MECS [Электронный ресурс] / Puneet Kumar Singh and D K Chaturvedi – Режим доступа: <http://www.mecs-press.org/ijisa/ijisa-v4-n5/v4n5-1.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз.англ.

29. The Resistance of Breakdown in Transformer Oil, Advances in Electrical and Electronic Engineering [Электронный ресурс] / Kudelcik J. – Режим доступа: <http://advances.utc.sk/index.php/AEEE/article/view/117/100>, свободный. – Загл. с экрана.–Яз.англ.