

Аннотация

Задача и основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части подстанции «Тяговая» 110/10 кВ.

Пояснительная записка содержит:

- Основная характеристика подстанции 110/10 кВ «Тяговая»;
- Расчет электрических нагрузок ПС «Тяговая»;
- Выбор оптимальной мощности трансформаторов на подстанции 110/10 «Тяговая»;
- Расчёт токов КЗ на подстанции 110/10 кВ «Тяговая»;
- Выбор оборудования для ПС 110/10 кВ «Тяговая» ;
- Релейная защита;
- Расчет заземления и молниезащиты.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 53 листов, 14 таблиц, 5 рисунков и 6 чертежей формата А1

Abstract

The task and the main purpose of the graduation project is the reconstruction of the electrical part of the substation "Tyagovaya" 110/10 kV. The explanatory memorandum contains:

- The main characteristic of the substation "Tyagovaya" 110/10 kV;
- The electrical loads calculation of the substation "Tyagovaya";
- The selection of the optimal power of the transformers at the substation Tyagovaya 110/10 kV;
- The calculation of short-circuit currents at the substation "Tyagovaya" 110/10 kV;
- The selection of equipment for the substation "Tyagovaya" 110/10 kV;
- Relay protection;

In this work, the calculation methods for short circuit currents, the analysis of power transformers, a technique for the basic equipment choice, systems of relay protection, lightning protection and grounding are presented.

In this paper, the main methods used in the design of the electrical part of the substation have been worked out and used, and the main regulatory documents based on which the decisions on the selection and calculation of equipment have been made.

The load of the substation "Tyagovaya" 110/10 kV is calculated, the short-circuit currents in the heaviest mode are calculated, the choice of equipment is made.

The relay protection at the substation is defined, the operational current is selected, and the auxiliaries are calculated.

The grounding and lightning protection system is calculated.

The graduation project consists of an explanatory note on 53 paged, 14 tables, 5 figures and 6 drawings on A1 sheets.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 5 |
| 1 Основная характеристика подстанции 110/10 кВ«Тяговая» | 6 |
| 2 Расчет электрических нагрузок ПС «Тяговая» | 8 |
| 3 Выбор оптимальной мощности трансформаторов на подстанции 110/10 кВ «Тяговая»..... | 10 |
| 4 Расчёт токов КЗ на подстанции 110/10 кВ «Тяговая»..... | 16 |
| 5 Выбор оборудования для ПС 110/10 кВ «Тяговая»..... | 22 |
| 6 Релейная защита | 33 |
| 7 Оперативный ток на подстанции «Тяговая» | 41 |
| 8 Собственные нужды подстанции «Тяговая»..... | 42 |
| 9 Расчет заземления подстанции «Тяговая»..... | 43 |
| 10 Молниезащита подстанции «Тяговая» | 48 |
| Заключение | 50 |
| Список используемых источников..... | 51 |

Введение

Электрическая энергия используется во всех областях народного хозяйства и в повседневной жизни. Это упрощается благодаря универсальности и простоте использования. Энергетика занимает важное место среди отраслей народного хозяйства. В наиболее обобщенной форме уровень развития энергетики и электрификации отражает технический и экономический потенциал страны.

Несмотря на снижение производственных и других неблагоприятных факторов, энергетический сектор все еще развивается, возникает необходимость в строительстве новых подстанций, используемых для распределения и передачи электроэнергии.

Передача и распределение электрической энергии должна производиться с высокой надежностью и эффективностью. Это означает, что подстанция должна быть оснащена современным, надежным оборудованием для обеспечения ее стабильной работы, а значит и потребителя, питающегося от них. Отказ подстанции может привести к серьезным последствиям, таким как утрата производства, дефекты качества, также может привести к гибели людей. Таким образом, постоянная и своевременная модернизация оборудования подстанций необходима, что позволит избежать нежелательных последствий, которые могут возникнуть при нарушении электроснабжения.

Целью данной ВКР является реконструкцию подстанции «Тяговая» в связи с тем, что подстанция находится в эксплуатации с 1979 г. Её оборудование полностью изношено и нуждается в замене.

1 Основная характеристика подстанции 110/10 кВ «Тяговая»

Оценка состояния электрической части покажет объем реконструкции подстанции «Тяговая». В данном разделе будет рассматриваться целый ряд вопросов, решение которых позволит определить необходимый объем работ по улучшению технического состояния существующей подстанции.

При реконструкции необходимо проводить анализ следующих основных пунктов:

- 1) надежность, простота и удобство в эксплуатации схема соединений;
- 2) состояние оборудования подстанции;
- 3) возможна ли установка нового оборудования.

1.1 Схема электрических соединений ПС 110/10 кВ «Тяговая»

Понизительная подстанция 110/10 кВ «Тяговая» является электроустановка, используемая для преобразования и распределения электрической энергии. Подстанции имеет распределительное устройство, две силовые трансформаторы (ТДН-10000/110/10), установки для управления всем оборудованием. Подстанция питается от двух ВЛ: ВЛ-110 Мозырь 330 – Сользавод №1 и ВЛ-110 Мозырь330 – Сользавод №2 .

На рисунке 1.1 можно увидеть принципиальную схему подстанции 110/10 кВ «Тяговая». «Со стороны ОРУ 110 кВ использована схема мостика с двумя секционными разъединителями в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов» [4]. Имеются также секционные разъединители (QS3, QS4), которые в нормальных условиях разомкнуты.

На стороне НН 10 кВ схема с одной секционированной системой шин. В случае аварии на трансформаторе или отключения линии электропередач, срабатывает АВР и автоматический выключатель включатся между шинами, контакты которого разомкнуты в нормальном режиме

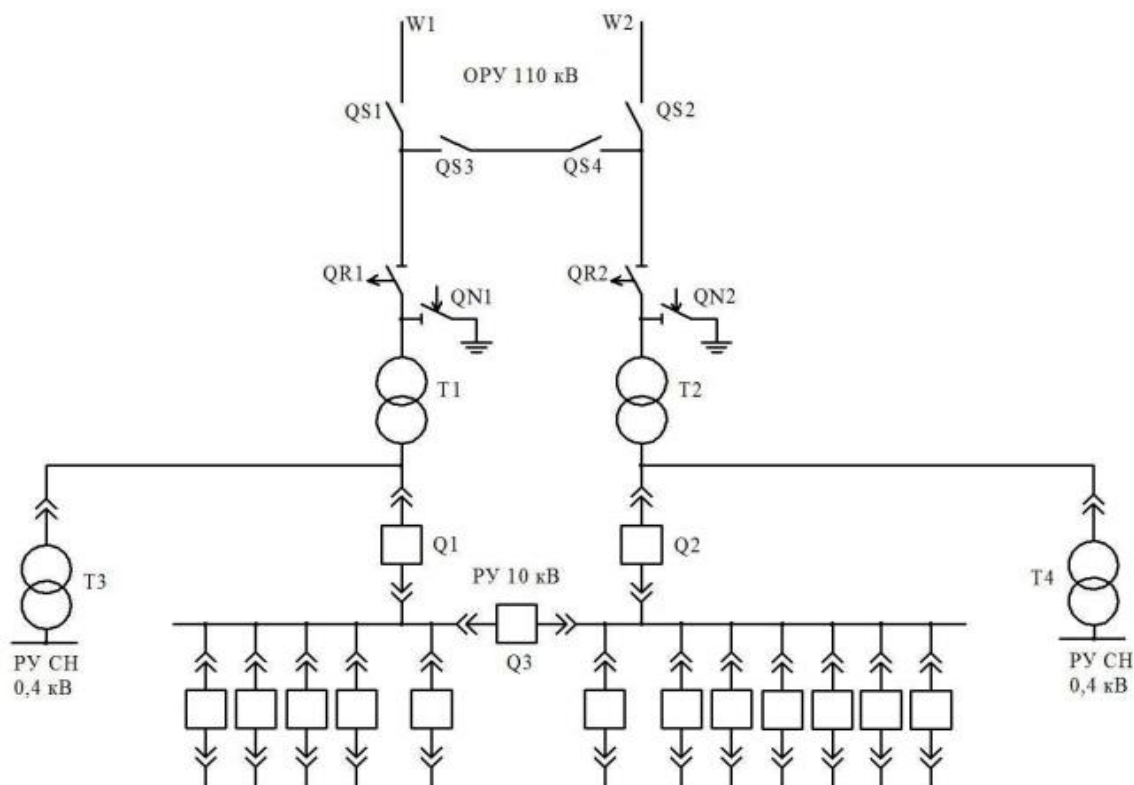


Рисунок 1.1 – Упрощённая принципиальная схема электрической подстанции 110/10 кВ «Тяговая»

Основные потребители подстанции являются ОАО «Молочный комбинат», ОАО «МНПЗ», а также несколько потребителей юридических лиц и бюджетных организаций.

ОАО «МНПЗ» и молочный комбинат являются потребителями I категории. Согласно ПУЭ электроснабжение данного потребителя не должно прекращаться не на секунду, перерыв в электроснабжении допускается только на время срабатывания АВР. Для того чтобы обеспечить бесперебойное электроснабжение потребители должны питаться от двух независимых источников питания.

Кроме ОАО «Молочный комбинат» и ОАО «МНПЗ» от подстанции еще питаются жилые дома и бюджетные организации, по надёжности электроснабжения данные потребители относятся к II и III категории. Поэтому потребители также должны питаться от двух независимых источников питания.

2 Расчет электрических нагрузок ПС «Тяговая»

«По суточным графикам нагрузки потребителей электрической энергии на напряжении 10 кВ строим суточный график нагрузки»[2].

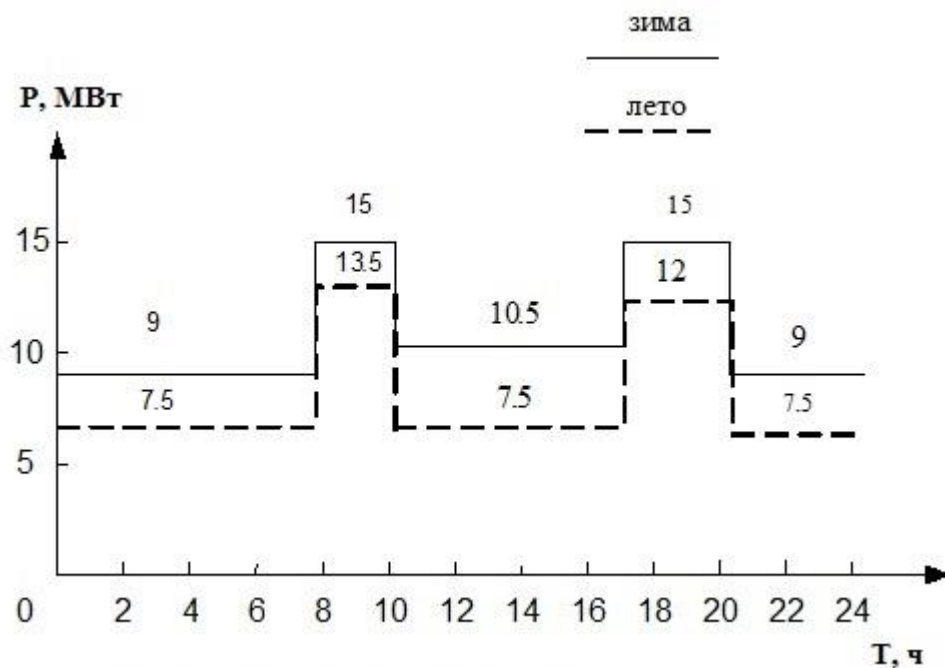


Рисунок 2 – Суточный график нагрузки

«На основе суточного графика нагрузки (рисунок 2) мы построим годовой график нагрузки по продолжительности (рисунок 3)»[2].

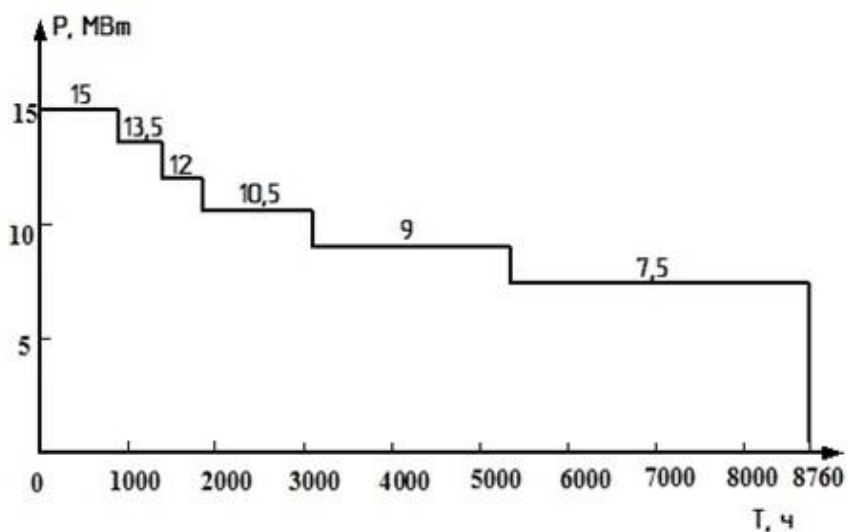


Рисунок 3 – Годовой график нагрузки по продолжительности

«По годовому графику нагрузки по продолжительности (рисунок 3), рассчитаем технико-экономические показатели подстанции» [2].

Энергия, потребляемая за год

$$W_n = \sum P_i T_i,$$

где « P_i – активная мощность i -той ступени графика нагрузки, МВт;

T_i – продолжительность i -той ступени графика нагрузки, ч» [3].

$$\begin{aligned} W_n &= 15 \cdot 915 + 13.5 \cdot 364 + 12 \cdot 546 + 10.5 \cdot 1281 + 9 \cdot 2196 + 7.5 \cdot 3458 = \\ &= 84340 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Среднегодовая нагрузка:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_n}{T_{\text{г}}},$$

где $T_{\text{г}}$ - число часов в году, ч ($T_{\text{г}} = 8760$ ч),

$$P_{\text{ср}} = \frac{84340}{8760} = 9,62 \text{ МВт}$$

Коэффициент заполнения годового графика нагрузки:

$$K_{\text{зпг}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}},$$

где $P_{\text{макс}}$ – максимальная нагрузка, подключенная на данном напряжении МВт.

$$K_{\text{зпг}} = \frac{9,62}{15} = 0,64$$

3 Выбор оптимальной мощности трансформаторов на подстанции 110/10 кВ «Тяговая»

Рассчитаем мощность для выбора трансформатора: [6,8,9]

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

$$S_{ном.Т} \geq \frac{15 \cdot 0,8}{1,4} = 8,57 \text{ МВА}$$

Выбираем 2 ближайших больших по мощности трансформатора. Это будут ТДН – 10000/110/10 и ТДН – 16000/110/10.

Проведем технико – экономический расчет для выбора трансформаторов.

3.1 Технико – экономический расчет ТДН – 10000/110/10 и ТДН – 16000/110/10

Таблица 3.1 - Паспортные параметры трансформатора по [6] ТДН – 10000/110/10 и ТДН – 16000/110/10

| Тип трансформатора | $S_{ном.Т}$, МВА | Каталожные данные | | | | | |
|--------------------|-------------------|-----------------------|------|-----------|--------------------|--------------------|-----------|
| | | $U_{ном}$ обмоток, кВ | | u_k , % | ΔP_x , кВт | ΔP_k , кВт | I_x , % |
| | | ВН | НН | | | | |
| ТДН- 10000/110 | 10 | 115 | 10,5 | 10,5 | 10 | 58 | 0,4 |
| ТДН- 16000/110 | 16 | 115 | 10,5 | 10,5 | 13 | 85 | 0,4 |

Расчёт потерь реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

ТДН- 10000/110/10:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} \quad (3.2)$$

$$Q_x = \frac{0,4}{100} \cdot 10000 = 40 \text{ квар}$$

ТДН- 16000/110/10:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.3)$$

$$Q_x = \frac{0,4}{100} \cdot 16000 = 64 \text{ квар}$$

Расчёт потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

ТДН- 10000/110/10:

$$Q_k = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.4)$$

$$Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ квар.}$$

ТДН- 16000/110/10:

$$Q_k = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.5)$$

$$Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ квар.}$$

Коэффициент загрузки:

ТДН- 10000/110/10:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{S_{ном.Т}} \quad (3.6)$$

$$K_3 = \frac{15000}{10000} = 1,5$$

ТДН- 16000/110/10:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{S_{ном.Т}} \quad (3.7)$$

$$K_3 = \frac{15000}{16000} = 0,93$$

Расчет потери активной мощности короткого замыкания трансформатора:[25]

ТДН- 10000/110/10:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_k \quad (3.8)$$

$$P'_k = 58 + 0,05 \cdot 1050 = 110,5 \text{ кВт.}$$

ТДН- 16000/110/10:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_k \quad (3.9)$$

$$P'_k = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 168 \text{ кВт.}$$

Расчет приведенные потери мощности трансформатора в режиме х. х.;

ТДН- 10000/110/10:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (3.10)$$

$$P'_x = 10 + 0,05 \cdot 40 = 12 \text{ кВт.}$$

ТДН- 16000/110/10:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (3.11)$$

$$P'_x = 13 + 0,05 \cdot 64 = 16,2 \text{ кВт.}$$

Расчёт приведённых потерь мощности:

ТДН- 10000/110/10:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (3.12)$$

$$P'_T = 12 + 1,5 \cdot 110,5 = 177,75 \text{ кВт.}$$

ТДН- 16000/110/10:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (3.13)$$

$$P'_T = 16,2 + 0,93 \cdot 168 = 172,44 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов:

ТДН- 10000/110/10:

$$S_{\text{э.пс}} = S_{\text{ном.т}} \cdot \sqrt{n \cdot \left(\frac{P'_x}{P'_k} - 1 \right)} \quad (3.14)$$

$$S_{\text{э.пс}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(\frac{12}{110,5} - 1 \right)} = 1512,54 \text{ кВА.}$$

ТДН- 16000/110/10:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot \left(\left(1 - \frac{P'_x}{P'_k} \right) \right)} \quad (3.15)$$

$$S_{\text{Э.ПС}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(1 - \frac{16}{168} \right)} = 6982,97 \text{ кВА.}$$

Потери электроэнергии на подстанции определим по формуле:

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

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе сведены в таблицы 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 – ТДН- 10000/110/10

| i | S_{Bi} , МВА | n_i | T_i , Ч | ΔW_{xi} , кВт·ч | $k_{з.в.i}$ | ΔW_{ki} , кВт·ч |
|-----|-------------------|-------|--------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| 1 | 15000 | 2 | 915 | 21960 | 1,50 | 113745 |
| 2 | 13500 | 2 | 364 | 8736 | 1,35 | 33987 |
| 3 | 12000 | 2 | 546 | 13104 | 1,20 | 43439 |
| 4 | 10500 | 2 | 1281 | 30744 | 1,05 | 78029 |
| 5 | 9000 | 2 | 2196 | 52704 | 0,90 | 98276 |
| 6 | 7500 | 2 | 3458 | 82992 | 0,75 | 107468 |
| | | | | $\sum \Delta W_{xi} = 210240$ | $\sum \Delta W_{ki} = 474944$ | |
| | | | | $\sum \Delta W_{nc} = 685184$ | | |

Таблица 3.3– ТДН- 16000/110/10

| i | S_{Bi} , МВА | n_i | T_i , Ч | ΔW_{xi} , кВт·ч | $k_{з.в.i}$ | ΔW_{ki} , кВт·ч |
|-----|-------------------|-------|--------------|----------------------------|-------------|----------------------------|
| 1 | 15000 | 2 | 915 | 29646 | 0,93 | 66476 |

Продолжение таблицы 3.3

| | | | | | | |
|---|-------|---|------|-------------------------------|-------------------------------|-------|
| 2 | 13500 | 2 | 364 | 11793 | 0,84 | 21574 |
| 3 | 12000 | 2 | 546 | 17690 | 0,75 | 25798 |
| 4 | 10500 | 2 | 1281 | 41504 | 0,65 | 45462 |
| 5 | 9000 | 2 | 2196 | 71150 | 0,56 | 57847 |
| 6 | 7500 | 2 | 3458 | 112039 | 0,46 | 61463 |
| | | | | $\sum \Delta W_{xi} = 283822$ | $\sum \Delta W_{ki} = 278620$ | |
| | | | | $\sum \Delta W_{пс} = 562442$ | | |

Рассчитаем стоимость 1 кВт · ч электроэнергии:

$$C_{э} = \frac{\alpha}{T_{м}} + \beta \quad (3.16)$$

$$C_{э} = \frac{441}{5622,66} + 1,17 = 1,24 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Определим стоимость годовых потерь в трансформаторах:

ТДН-10000/110/10:

$$I_{э} = \Delta W_{пс} \cdot C_{э} \quad (3.17)$$

$$I_{э} = 685184 \cdot 1,24 = 849628,16 \text{ руб.}$$

ТДН-16000/110/10:

$$I_{э} = \Delta W_{пс} \cdot C_{э} \quad (3.18)$$

$$I_{э} = 562442 \cdot 1,24 = 697428,08 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления определим по формуле:

ТДН-10000/110/10:

$$I_{о} = p_{\text{сум}} \cdot K. \quad (3.19)$$

$$I_{о} = 0,094 \cdot 19500000 = 1833000 \text{ руб.}$$

ТДН-16000/110/10:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K. \quad (3.20)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 31200000 = 2932800 \text{ руб.}$$

Рассчитаем годовые эксплуатационные издержки:

ТДН-10000/110/10:

$$I = I_o + I_{\text{э}} \quad (3.21)$$

$$I = 1833000 + 849628,16 = 2682628,16 \text{ руб.}$$

ТДН-16000/110/10:

$$I = I_o + I_{\text{э}} \quad (3.22)$$

$$I = 2932800 + 697428,08 = 3630228,08 \text{ руб.}$$

Экономическая целесообразность выбора трансформатора:

ТДН-10000/110/10:

$$Z_{\text{пп}} = E_H \cdot K + I \quad (3.23)$$

$$Z_{\text{пп}} = 0,15 \cdot 19500000 + 2682628,16 = 5607628,16 \text{ руб.}$$

ТДН-16000/110/10:

$$Z_{\text{пп}} = E_H \cdot K + I \quad (3.24)$$

$$Z_{\text{пп}} = 0,15 \cdot 31200000 + 3630228,08 = 8310228,08 \text{ руб.}$$

По результатам технико – экономического расчета было выявлено, что наиболее выгодным вариантом для установки является трансформатор ТРДН – 10000/110/10.

4 Расчёт токов КЗ на подстанции 110/10 кВ «Тяговая»

Практическое использование электрооборудования подразумевает возникновение в электроустановках любой степени сложности токов короткого замыкания, что объясняется естественным старением изоляции, заводским браком, ошибками персонала, либо другими причинами. Короткое замыкание – любое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, либо, в системах с заземленными нейтралами – между одной или несколькими фазами и землей (или нулевым проводом). [10,15,20,]

К последствиям подобных замыканий можно отнести: резкое возрастание токов в токоведущих частях, как следствие, провал напряжения в схеме, а в некоторых случаях – возникновение электрической дуги, что приводит к порче оборудования и возникновению пожара. Протекание токов большой силы приводит к перегреву токоведущих частей, а в некоторых случаях, и к их механической деформации. Следствием вышеизложенного являются перерывы в электроснабжении, нарушение технологических режимов. [16,19]

Предотвращение коротких замыканий в сетях электроснабжения является одной из приоритетных задач проектирования системы

4.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Данный расчет выполняется в целях выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, а также выполнения проектирования устройств заземления и прочего оборудования.

Составим расчетную схему ПС и обозначим расчетные точки КЗ (рисунок 4.1 – 4.2)

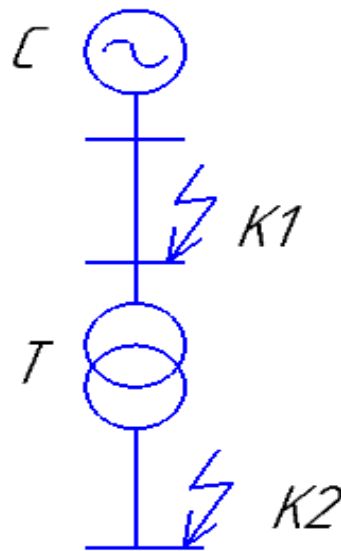


Рисунок 4.1– Расчетная схема

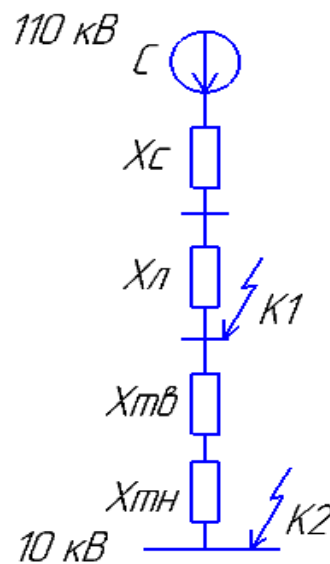


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Исходные данные:

Система: $U = 115 \text{ кВ}$, $S_{\text{кв}} = 1800 \text{ МВА}$

Воздушная линия электропередач: $U_{\text{н}} = 115 \text{ кВ}$, $X_{\text{уд}} = 0,4 \text{ Ом/км}$,

$l = 2,8 \text{ км}$.

Трансформатор: $S_{\text{ном.Т}} = 10000 \text{ МВА}$.

Определение параметров при: $S_{\text{о}} = 100 \text{ МВА}$.

Определим базисный ток для каждой стороны напряжения:

$$I_{16} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (4.1)$$

$$I_{16} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{16} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА},$$

Рассчитаем сопротивления всех элементов схемы замещения.

Система:

$$X_C = \frac{I_6}{S_k} \quad (4.2)$$

$$X_C = \frac{1000}{1800} = 0,55 \text{ о.е.}$$

Обмотки трансформатора:

$$X_{TB} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_n} \quad (4.3)$$

$$X_{TB} = \frac{0,5 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 5,25 \text{ о.е.},$$

$$X_{TH} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,50 \text{ о.е.}$$

Воздушная линия:

$$X_L = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_n^2}, \quad (4.4)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 2,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,084 \text{ о.е.}$$

Расчет 3-х фазных КЗ:

Для точки К1:

Расчет результирующего сопротивления до точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_l, \quad (4.5)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,55 + 0,084 = 0,63 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К1:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{E''_{\delta}}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.6)$$

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{1}{0,63} \cdot 5,02 = 7,96 \text{ кА.}$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$\kappa_{\text{уд}} = 1,8$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{уд}}, \quad (4.7)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 7,96 \cdot 1,8 = 20,26 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

Расчет результирующего сопротивления до точки К2:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_l + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}}, \quad (4.8)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,55 + 0,084 + 5,25 + 10,50 = 16,38 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К2:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{E''_{\delta}}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.9)$$

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{1}{16,38} \cdot 54,98 = 3,35 \text{ кА.}$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$\kappa_{\text{уд}} = 1,92$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{уд}}, \quad (4.10)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,35 \cdot 1,92 = 9,09 \text{ кА.}$$

4.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Для точки К1:

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$X_{\Sigma 1} = X_{\Sigma 2} = X_C + X_L, \quad (4.11)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,55 + 0,084 = 0,63 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 1} = X_{\Sigma 2} = X_C + X_L \cdot 4,7 \quad (4.12)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,55 + 0,084 \cdot 4,7 = 2,96 \text{ о.е.}$$

Расчет однофазного КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(1)}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.13)$$

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,63 + 0,63 + 2,96} \cdot 5,02 = 3,56 \text{ о.е.}$$

Расчет двухфазного КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(2)}} \cdot I_{\delta} \quad (4.14)$$

$$I_{\text{по}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,63 + 0,63} \cdot 5,02 = 6,90 \text{ о.е.}$$

Расчет двухфазного КЗ на землю:

$$I_{\text{по}}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(1,1)}} \cdot I_{\delta} \quad (4.15)$$

$$I_{\text{по}}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,63 \cdot 2,96}{(0,63 + 2,96)^2}} \cdot \frac{1}{0,63 + \frac{0,63 \cdot 2,96}{(0,63 + 2,96)^2}} \cdot 5,02 = 10,37 \text{ о.е.}$$

Расчет ударных токов:

$$i_{\text{уд}}^{(n)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(n)} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (4.16)$$

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 3,56 \cdot 1,8 = 9,06 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 1,8 = 17,56 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot 10,37 \cdot 1,8 = 26,39 \text{ кА}.$$

5 Выбор оборудования для ПС 110/10 кВ «Тяговая»

Все элементы электрической системы могут быть в трех основных режим работы: в режиме номинальной нагрузки (при непрерывной работе), перегрузок (40%) и в режиме КЗ. в зависимости от характера установки. [1]

При номинальном режиме эксплуатации надежная работа оборудования зависит от правильного выбора их номинальный ток и напряжения. В ненормальных условиях, когда величина полной нагрузки превышает допустимое (номинальное) значение надежной работы оборудование ограничено по долготы и затраченному времени оборудование в этом состоянии зависит исключительно от значений тока и напряжение. Так что для каждого элемента электрической системы диапазон значений тока и напряжения, который гарантированно работает без разрушения его целостности. [5,7]

5.1 Выбор высоковольтного выключателя

Высоковольтные выключатели – это электрические аппараты служащие для изменения состояния высоковольтного элемента сети (это может быть линия, секция шин и т. д.) «включено-выключено» с целью оперативного управления системой энергоснабжения, а также для защиты и отключения высоковольтного оборудования или участка сети в аварийных ситуациях. [5,7]

Высоковольтный выключатель состоит из: системы контактов, дугогасительного устройства, токоведущих частей, изоляции, приводного механизма и корпуса.

Конструкция выключателя позволяет отключать токи КЗ в несколько десятков тысяч ампер, токи нагрузки, а также сравнительно небольшие индуктивные и емкостные токи.

Основная проблема, возникающая при коммутации больших токов – это возникновение электрической дуги. Эта проблема решается применение различных диэлектрических сред между контактами выключателя.

По этому признаку различают основные типы высоковольтных выключателей делятся на:

- масляные;
- воздушные;
- вакуумные;
- элегазовые.

Названия выключателей отражают состав сред гашения дуги.

«Масляные выключатели довольно дешевы и просты в эксплуатации, но основной их недостаток — они пожаро – и взрывоопасны, к тому же довольно габаритные.

В воздушном выключателе гашение дуги происходит посредством мощного потока воздуха из резервуара высокого давления. Воздушные выключатели сложнее и дороже, чем масляные, для их работы требуется наличие компрессорной станции для получения чистого сухого воздуха под высоким давлением.

В вакуумном выключателе дуга гаснет в разреженном пространстве дугогасительной камеры. Вакуум характеризуется чрезвычайно высокой электрической прочностью и быстро восстанавливается после электрического пробоя. Такие выключатели отличаются высокой надежностью, простотой конструкции и уменьшенными затратами на обслуживание.» [5]

Горящей средой в элегазовом выключателе является гексофторид серы SF₆ (элегаз). Эти выключатели отличаются повышенной коммутационной способностью и небольшими габаритами, основной недостаток – высокая стоимость.

На стороне 110кВ

По [11,9] выбираем LTB 145D1/B У1

Таблица 5.1– Расчетные и каталожные данные выключателя

| Условия для выбора | Расчетные данные | Каталожные данные: LTV 145D1/B |
|--|--|---|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{\text{нои}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл}}$ | $I_{\text{кз}} = 10,37 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$ | $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot e^{-\tau/T_a} =$ $= \sqrt{2} \cdot 10,37 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,12}} = 11,23 \text{ кА}$ | $i_{a,\text{ном}} = 22,74 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$ | $i_{\text{уд}} = 26,39 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$ |
| $B_k \leq B_{\text{кном}}$ | $B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot \left(t_{\text{откл.ном}} + T_a \right) =$ $= 10,37^2 \cdot (0,022 + 0,12) = 15,27 \text{ кА} \cdot \text{с}$ | $B_{\text{кном}} = 21,83 \text{ кА} \cdot \text{с}$ |

Выбранный выключатель подходит по всем параметрам.

На стороне 10кВ

По [9,11] выбираем ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2

Таблица 5.2– Расчетные и каталожные данные выключателя

| Условия для выбора | Расчетные данные | Каталожные данные: ВВ/TEL-10-31,5 |
|--|--|---------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{\text{нои}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,32 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл}}$ | $I_{\text{кз}} = 7,96 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$ | $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot e^{-\tau/T_a} =$ $= \sqrt{2} \cdot 7,96 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,12}} = 3,62 \text{ кА}$ | $i_{a,\text{ном}} = 22,74 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$ | $i_{\text{уд}} = 9,09 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$ |

Продолжение таблицы 5.2

| | | |
|----------------------|---|---|
| $B_k \leq B_{к.ном}$ | $B_k = I_{кз}^2 \cdot \left(t_{откл.ном} + T_a \right) = 3,35^2 \cdot (0,022 + 0,12) = 1,59 \text{ кА} \cdot \text{с}$ | $B_{к.ном} = 480 \text{ кА} \cdot \text{с}$ |
|----------------------|---|---|

Выбранный выключатель подходит по всем параметрам.

5.2 Выбор разъединителя

Выбираем трехполюсный разъединитель типа SFD 123/1600. [9]

Термическая стойкость:

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot \left(t_{откл.ном} + T_a \right) \quad (5.1)$$

$$B_k = 10,37^2 \cdot (0,022 + 0,12) = 15,27 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Таблица 5.3 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

| Условия для выбора | Расчетные данные | Каталожные данные: SFD 123/1600 |
|--|---|--|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{нои} \leq U_{сет.ном}$ | $U_{ном} = 126 \text{ кВ}$ | $U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном}$ | $I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ А}$ | $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ |
| $i_{уд} \leq i_{прс}$ | $i_{уд} = 26,39 \text{ кА}$ | $i_{прс} = 40 \text{ кА}$ |
| $B_k \leq B_{к.ном}$ | $B_k = I_{кз}^2 \cdot \left(t_{откл.ном} + T_a \right) = 10,37^2 \cdot (0,022 + 0,12) = 15,27 \text{ кА} \cdot \text{с}$ | $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}$ |

Выбранный разъединитель подходит по всем параметрам.

5.3 Выбор трансформаторов тока

На стороне 110 кВ

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (5.2)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ A}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТВ-110-200/5У1 [5]

Все данные сводим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Расчетные и каталожные данные

| Условия для выбора | Расчетные данные | Каталожные данные: ТВ-110-200/5 |
|--|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{\text{нои}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ A}$ | $I_{\text{ном}} = 200 \text{ A}$ |
| $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$ | $i_{\text{уд}} = 26,39 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 145 \text{ кА}$ |
| $B_k \leq B_{\text{к.ном}}$ | $B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot \left(\frac{1}{\sigma_{\text{откл.ном}}} + T_a \right) \approx$ $= 10,37^2 \cdot (0,022 + 0,12) \approx 15,27 \text{ кА} \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = 101,69 \text{ кА} \cdot \text{с}$ |

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Нагрузка В·А, фазы | | |
|--|---------------|--------------------|---|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ЦМ-120 | 0,1 | - | - |
| Ваттметр | ЦМ-120 | 0,1 | - | 0,1 |
| Счетчики активной и реактивной энергии | СЭТ-4ТМ.03.01 | 0,5 | - | 0,5 |
| Итого | | 0,7 | - | 0,6 |

Общее сопротивление приборов фаз:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.3)$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,7}{5^2} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}} \quad (5.4)$$

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

Сечение проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{Z_{\text{пров}}} \quad (5.5)$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 120}{1,07} = 2,02 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм² для медного провода.

На стороне 10 кВ

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\text{пmax}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{пmax}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТПОЛ-10

Все данные сводим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Расчетные и каталожные данные

| Условия для выбора | Расчетные данные | Каталожные данные: ТПОЛ-10 |
|--|--|-----------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$ | $i_{\text{уд}} = 9,09 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 100 \text{ кА}$ |

Продолжение таблицы 5.4

| | | |
|-----------------------------|---|--|
| $B_k \leq B_{\text{к.ном}}$ | $B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot \left(\frac{1}{\sigma_{\text{откл.ном}}} + T_a \right) \approx$ $= 3,35^2 \cdot (0,022 + 0,12) \approx 1,59 \text{ кА} \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = 400 \text{ кА} \cdot \text{с}$ |
|-----------------------------|---|--|

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Нагрузка В·А, фазы | | |
|--|---------------|--------------------|---|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ЩК-120 | 0,1 | - | - |
| Ваттметр | ЩК-120 | 0,1 | - | 0,1 |
| Варметр | ЩК-120 | 0,1 | - | 0,1 |
| Счетчики активной и реактивной энергии | СЭТ-4ТМ.03.01 | 0,5 | - | 0,5 |
| Итого | | 0,8 | - | 0,7 |

Общее сопротивление приборов фаз:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.7)$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,8}{5^2} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{2ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}} \quad (5.8)$$

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{Z_{\text{пров}}} \quad (5.9)$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 70}{1,07} = 1,18 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм² для медного провода.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

На стороне 110 кВ [5]

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа ЗНОГ-110-III У1. Проверим данный ТН по нагрузке вторичной обмотки и сведем в таблицу 5.10

Таблица 5.10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Приборы | Тип прибора | Число приборов | Потребляемая мощность, ВА |
|--|---------------|----------------|---------------------------|
| Ваттметр | ЩМ-120 | 6 | 0,6 |
| Счетчики активной и реактивной энергии | СЭТ-4ТМ.03.01 | 6 | 0,6 |
| Итого | | | 1,2 |

Данный трансформатор в классе точности 0,2 имеет номинальную мощность 200 ВА. Таким образом, данный ТН подходит по всем параметрам.

На стороне 10 кВ

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ-10. [5] Максимальное число устанавливаемых приборов равно 11. Проверим данное количество по нагрузке вторичной обмотки и сведем в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Приборы | Тип прибора | Число приборов | Потребляемая мощность, ВА |
|--|---------------|----------------|---------------------------|
| Счетчики активной и реактивной энергии | СЭТ-4ТМ.03.01 | 8 | 0,8 |
| Итого | | | 0,8 |

Данный трансформатор в классе точности 0,2 имеет номинальную мощность 75 ВА. Таким образом, данный ТН подходит по всем параметрам.

5.5 Выбор гибких шин

Произведем расчет на стороне 110 кВ. [8]

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.10)$$

$$I_{\max} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,48 \text{ A.}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_э = 1 \text{ A/мм}^2$:

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{э}}, \quad (5.10)$$

$$s = \frac{73,48}{1} = 73,48 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод АС 95/16с $I_{доп} = 330 \text{ A}$.

Проверяем провода по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = 73,48 \text{ A} \leq I_{дл.доп} = 330 \text{ A}$$

«При напряжении 35 кВ и выше необходима проверка по условиям коронирования.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля:» [8]

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.12)$$

где: « $m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности;
 r_0 – радиус провода, см.» [8]

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,26}} \right) = 31,46 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.13)$$

где: « D_{cp} = среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см» [3].

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D \quad (5.14)$$

где: « D – расстояние между соседними фазами, см» [8].

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,26 \cdot \lg \frac{315}{1,26}} = 14,17 \text{ кВ/см.}$$

«При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% увеличивается. Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Таким образом, должно выполняться условие:» [8]

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.15)$$

$$15,72 \text{ кВ/см} \leq 28,31 \text{ кВ/см}.$$

Следовательно, провод АС 95/16 не коронирует и удовлетворяет всем условиям.

Рассчитаем ошиновку на стороне 10кВ.

Расчетный ток продолжительного режима: [9]

$$I_{\max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.16)$$
$$I_{\max} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А}.$$

Выбираем ошиновку 3хАС – 240/39 с $I_{\text{доп}} = 1830 \text{ А}$

Проверим провод на термическую устойчивость при к. з. Так как в ошиновке три провода на фазу, расчетный ток к. з. на один провод составит: [24]

$$I_{кз1} = \frac{I_{кз}}{3}, \quad (5.17)$$
$$I_{кз1} = \frac{11020}{3} = 3673,33 \text{ А}.$$
$$S_{\min} = \frac{I_{кз1}}{C} \cdot \sqrt{t_{ср.з}}, \quad (5.18)$$

где: $C = 91$ – термический коэффициент при нормальных условиях;
 $t_{ср.з} = 0,5 \text{ с}$ – время срабатывания защиты

$$S_{\min} = \frac{3673,33}{91} \cdot \sqrt{0,5} = 28,54 \text{ мм}^2 \quad (5.19)$$

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям.

6 Релейная защита

«Основное назначение релейной защиты – отключение поврежденного элемента электрической сети при коротких замыканиях и других ненормальных режимах для предотвращения значительных повреждений оборудования или предупреждение персонала о необходимости отключения оборудования или принятия мер по предупреждению повреждений, связанных с ненормальными режимами. В зависимости от характера ненормальных режимов и опасности их для оборудования релейная защита может действовать на сигнал или отключение.» [20].

Силовые масляные трансформаторы – самые дорогостоящие элементы оборудования распределительных подстанций. Трансформаторы рассчитаны на продолжительный срок службы, но при условии, что они будут работать в нормальном режиме, и не будут подвергаться недопустимым токовым перегрузкам, перенапряжениям и другим нежелательным режимам работы.

Для предотвращения повреждения трансформатора, продления его срока службы и обеспечения его работы в нормальном режиме нужны различные устройства защиты и автоматики.

Газовая защита является одной из основных защит трансформатора. Данная защита предназначена для отключения трансформатора 110 кВ от сети в случае возникновения внутренних повреждений в баке силового трансформатора.

Данное защитное устройство устанавливается в маслопроводе, который соединяется бак трансформатора с его расширителем. Основной конструктивный элемент газового реле - поплавков и две пары контактов, которые соединяются при опускании поплавка. При нормальном режиме работы газовое реле заполнено трансформаторным маслом, и поплавков находится в верхнем положении, при этом обе пары контактов разомкнуты. В случае возникновения межвитковых коротких замыканий обмоток трансформатора, либо в случае так называемого горения стали (нарушения

изоляции листов стали магнитопровода) в баке появляются газы, образующиеся при разложении электротехнических материалов под воздействием электрической дуги.

Образующийся газ попадает в газовое реле и вытесняет из него масло. При этом поплавки опускаются и замыкают контакты. В зависимости от количества скапливаемого газа могут замыкаться контакты, действующие на сигнал либо на полное отключение трансформатора от сети.

Срабатывание газового реле может быть также по причине значительного снижения уровня масла в баке силового трансформатора, что свидетельствует о полном отсутствии масла в расширителе. То есть данное устройство также выступает в роли защиты от чрезмерного снижения уровня масла в трансформаторе. [10]

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) является основной защитой трансформатора и служит для защиты от коротких замыканий обмоток трансформатора и токопроводов, находящихся в зоне действия данной защиты.

Принцип действия данной защиты основан на сравнении токов нагрузки каждой из обмоток трансформатора. В нормальном режиме на выходе реле дифференциальной защиты отсутствует ток небаланса. В случае возникновения двух или трехфазного короткого замыкания возникает ток небаланса – дифференциальный ток и реле действует на полное отключение трансформатора от сети.

Зона действия данной защиты - трансформаторы тока каждой из сторон напряжения силового трансформатора. Например, в трехобмоточном трансформаторе 110/35/10 кВ зона действия защиты помимо самого трансформатора включает в себя ошиновку (кабель), которая идет от вводов трансформатора до трансформаторов тока 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. [10,23]

Токовая ступенчатая защита трансформаторов

Для большей надежности помимо основных защит для силового трансформатора предусматривается резервная защита – ступенчатая токовая

защита каждой из обмоток. Для каждой из обмоток трансформатора предусматривается отдельная максимально токовая защита (МТЗ) на несколько ступеней. Для каждой ступени защиты устанавливается своя уставка срабатывания по току и времени срабатывания. Если трансформатор питает нагрузки потребителей с большими пусковыми токами, то для предотвращения ложных срабатываний максимальная токовая защита имеет так называемую вольтметровую блокировку – блокировку защиты по напряжению. Для селективности работы защит трансформатора каждая из ступеней защиты имеет разное время срабатывания, при этом наименьшее время срабатывания имеют вышерассмотренные основные защиты трансформатора. Таким образом, в случае повреждения трансформатора или возникновения короткого замыкания в зоне действия защит сразу срабатывают основные защиты, а в случае их отказа или выведенного состояния защиту трансформатора осуществляют резервные токовые защиты. Также МТЗ силового трансформатора резервируют защиты отходящих присоединений, питающихся от данного трансформатора, срабатывая в случае их отказа. МТЗ осуществляет защиту от двух- и трехфазных коротких замыканий. Для защиты от однофазных замыканий на землю обмотка высокого напряжения 110 кВ имеет токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП). Обмотка среднего напряжения силового трансформатора 35 кВ и низкого напряжения 6-10 кВ питает сети с изолированной нейтралью, в которых однофазные замыкания на землю фиксируют трансформаторы напряжения. Большинство сетей 6-35 кВ с изолированной нейтралью работают в режиме, при котором однофазное замыкание на землю не считается аварийным и соответственно не отключается автоматически действием защиты от замыкания на землю. Обслуживающему персоналу поступает сигнал о наличии однофазного замыкания на землю, и он приступает к поиску и отключению от сети поврежденного участка, так как продолжительное время работы в таком режиме недопустимо.

Исключение составляют случаи, когда отключение однофазных замыканий в сетях необходимо по требованиям безопасности. В таком случае

защита от замыканий на землю может работать на полное отключение трансформатора либо обесточивание одной из его обмоток.

Защита трансформатора от перенапряжений

Для защиты трансформатора от перенапряжения на ошиновке с каждой стороны трансформатора устанавливают разрядники или ограничители напряжения (ОПН).

Если трансформатор работает в режиме разземленной нейтрали по стороне высокого напряжения 110 кВ, то нейтраль соединяется с заземлением через разрядник или ОПН для того, чтобы защитить обмотку от повреждения в случае превышения напряжения выше допустимых значений при авариях в питающей сети. [20]

Дополнительные защиты трансформатора

Для защиты силового трансформатора предусматривают ряд дополнительных защит, позволяющих исключить развитие незначительных дефектов, отклонений от нормального режима работы в более масштабную аварийную ситуацию.

Защита от перегрузки – действует на сигнал с целью своевременного снижения нагрузки на трансформаторе.

Реле контроля температуры сигнализирует о повышении температуры верхних слоев масла выше установленных (допустимых) значений. Данная защита автоматически включает дополнительные системы охлаждения трансформатора, если таковые имеются. Например, включаются вентиляторы обдува, насосы принудительной циркуляции масла в охладителях. Если температура масла поднимается еще выше, то реле действует на отключение трансформатора от сети.

Защита минимального напряжения осуществляет отключение выключателя вторичной обмотки трансформатора в случае падения напряжения до недопустимых величин.

Автоматика силовых трансформаторов 110 кВ

Если на подстанции работает два трансформатора, то при падении напряжения до недопустимых величин, либо при обесточивании трансформатора защита минимального напряжения воздействует на устройство автоматического включения резерва (АВР). Данное устройство осуществляет включение секционных или шиносоединительных выключателей, обеспечивая питание потребителей от резервного источника питания – силового трансформатора. [10,21]

На вводных выключателях среднего и низкого напряжения трансформатора может быть реализовано автоматическое повторное включение выключателя (АПВ), однократно восстанавливающее питание трансформатора в случае его отключения действием той или иной защиты.

Если силовой трансформатор конструктивно имеет устройство регулировки напряжения под нагрузкой (РПН), то для него может быть установлено устройство автоматической регулировки напряжения (АРН). Данное устройство осуществляет контроль напряжения на обмотках трансформатора и обеспечивает автоматическое переключение устройства РПН для обеспечения требуемого уровня напряжения на обмотках.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту силового трансформатора. [15]

Таблица 6.1 – Расчет ДЗТ

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение для стороны | |
|---|---|--|--|
| | | 115 кВ | 10,5 кВ |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А | $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$ | $\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,20$ | $\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85$ |

Продолжение таблицы 6.1

| | | | |
|-----------------------------------|---|--|--|
| Коэффициент трансформации ТТ | K_I | 200/5 | 2000/5 |
| Схема соединения ТТ, коэф. схемы. | K_{cx} | Δ $\sqrt{3}$ | Y 1 |
| Вторичный ток в плечах защиты, А | $I_{ном.втор} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{K_I}$ | $\frac{50,20 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 2,17$ | $\frac{549,85 \cdot 1}{2000/5} = 1,37$ |
| Принятые значения | $I_{ном.ВН}, I_{ном.НН}$ | 2,17 | 1,37 |
| Размах РПН, % | Размах РПН | $\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13$ | |

За реально возможный диапазон регулирования напряжения согласно [15] принят диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна:

$$\frac{96,5 + (126 - 96,5)}{2} = 111,25 \text{ кВ}$$

Рассчитаем токовую отсечку (ДЗТ – 1).

Относительное значение тока равно:

$$I_{кз.вн.макс*} = \frac{I_{кз}}{I_{ном}} \tag{6.1}$$

$$I_{кз.вн.макс*} = \frac{1037}{50,20} = 20,65 \text{ А}$$

Уставка токовой отсечки равна:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 20,56 = 17,34$$

Принимаем уставку токовой отсечки равную 18.

Рассчитаем дифференциальную защиту (ДЗТ – 2).

Принимаем базовую уставку ступени равной $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} = 0,3$. Принимаем

$$\Delta f_{\text{добав}} = 0,04.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}} \quad (6.2)$$

где: $K_{\text{отс}} = 1,3$; $K_{\text{пер}} = 2,0$; $K_{\text{одн}} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,481$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = 1 - 0,5 \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}} \quad (6.3)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,37 = 0,815$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}}{K_{\text{сн.т}}} \quad (6.4)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot 0,481}{0,815} = 59$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{I_{\partial 1} \cdot 100}{K_{\text{торм}} I_{ном}} \quad (6.5)$$
$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{0,3 \cdot 100}{59} = 0,51$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = 2$$

Уставка блокировки от второй гармоники:

$$\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}} = 0,15$$

7 Оперативный ток на подстанции «Тяговая»

«Система оперативного постоянного тока – это оборудование, состоящее из источников питания, как правило, аккумуляторных батарей, коммутационного, систем управления приводами выключателей, релейной защиты и т. д.» [1].

В качестве аккумуляторных батарей используются 2 батареи, состоящие из 104 элементов, типа 12 GroE 300 classic. Данный тип батареи в сравнении с аналогами, способен работать с различными отечественными и импортными зарядно – подзарядными агрегатами, имеет более длительный срок службы в режиме постоянного подзаряда – 25 – 30 лет, надежное обеспечение резко переменной аварийной нагрузки. Для батареи в здании ОПУ предусматривается отдельное помещение, с системой приточно – вытяжной вентиляции и отоплением. Все элементы аккумуляторной батареи располагаются в 2 ряда на стеллажах, поставляемых в комплект с аккумуляторной батареей.

8 Собственные нужды подстанции «Тяговая»

Для электроснабжения подстанции устанавливаются трансформаторы собственных нужд. Выбор ТСН приведен в таблице 8.1. [11]

Таблица 8.1 – Мощность электроприемников

| Наименование потребителей | Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС 10 МВА |
|---------------------------------------|--|
| Подогрев выключателей | 3,6 |
| Подогрев приводов разъединителей | 4,8 |
| Подогрев шкафов КРУН | 15 |
| Подогрев релейного шкафа | 10 |
| Освещение, отопление, вентиляция КРУН | 5,5 |
| Освещение ОРУ 110 кВ | 5 |
| Маслохозяйство | 120 |
| Итого | 163,9 |

Данный расчет произведен для одной секции шин. Суммарная нагрузка составляет 663,18 кВт.

Мощность трансформатора:

$$S_{номТСН} = 0,7 \cdot P_{с.н.} \quad (8.1)$$

$$S_{номТСН} = 0,7 \cdot 163,9 = 114,73$$

Для подстанции принимаем к установке два трансформатора собственных нужд, типа ТМГ-160/10/0,4-У1

9 Расчет заземления подстанции «Тяговая»

Все электроустановки, а в частности, их части, не находящиеся под напряжением должны заземляться. Для формирования заземления используется сложный заземлитель, который состоит из вертикальных заземлителей, а также продольных и поперечных относительно подстанции заземляющих полос, электрически объединяемых в единый контур. [1,22]

Для $\tau = 0,04$ с, находим $U_{\text{пр.доп}} = 500$ В

Сложные заземлители рассчитаются по формуле:

$$K_{\text{II}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_v \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} \quad (9.1)$$

где: « $M = 0,5$ параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$, т. к. грунт принят однородным, то

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1,$$

$l_v = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$L_z = 129$ м – длина горизонтальных заземлителей;

$a = 5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 240\text{м}^2$ – площадь заземляющего устройства.» [6].

$$K_{\text{II}} = \frac{0,5 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot \sqrt{12 \cdot 20}}\right)^{0,45}} = 0,17$$

«Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{\text{ч}}$ и сопротивлению растекания тока от ступней $R_{\text{с}}$:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (9.2)$$

где: $R_q = 1000 \text{ Ом}$, $R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$, $\rho_{в.с}$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, в данном случае это чернозем, поэтому $\rho_{в.с} = 84 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.» [6].

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$$

Напряжение на заземлителе U_3 , В найдено по формуле :

$$U_3 = \frac{U_{нр.дон}}{K_{II}} \quad (9.3)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,17} = 2941 \text{ В}$$

В пределах допустимого (ниже 10 кВ)

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.дон} \leq \frac{U_3}{I_3} \quad (9.4)$$

$$R_{з.дон} = \frac{2941}{6170} = 0,48 \text{ Ом}$$

Модель конструкция заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{12 \cdot 20} = 15,5 \text{ м}$$

Количество ячеек :

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (9.5)$$

$$m = \frac{128}{2 \cdot 15,5} - 1 = 3,1$$

Следовательно $m = 3$.

Общее расстояние полос в предполагаемом заземлителе:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (9.6)$$

$$L'_2 = 2 \cdot 15,5 \cdot 4 = 124 \text{ м}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (9.7)$$

$$b = \frac{15,5}{3} = 5,2 \text{ м}$$

«Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя.

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура, при условии $a/l_b = 1$:» [6].

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} \quad (9.8)$$

$$n_g = \frac{15,5 \cdot 4}{5} = 12,4$$

Необходимое количество $n_b = 12$

Длина вертикальных заземлителей:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6 \quad (9.9)$$
$$L_6 = 5 \cdot 12 = 60 \text{ м}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{15,5} = 0,368 \geq 0,1$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \quad (9.10)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,368 = 0,293$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} \quad (9.11)$$

$$R_3 = 0,293 \cdot \frac{84}{15,5} + \frac{84}{124 + 60} = 2,03 \text{ Ом}$$

Полученное значение меньше $R_{3, \text{доп}} = 0,48 \text{ Ом}$, как и должно быть.

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (9.12)$$

$$U_{np} = 0,17 \cdot 6170 \cdot 2,03 = 2129 \text{ В}$$

Что больше допустимого значения 500 В. Чтобы понизить напряжение прикосновения необходимо сделать насыпать гравий слоем 20 мм.

Удельное сопротивление гравия $\rho_g = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18$$

$$K_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot \sqrt{12} \cdot 20} \right)^{0,45}} = 0,05$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.доп}}{K_{II}} \quad (9.13)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,5} = 10000 \text{ В}$$

что в пределах допустимого (ниже 10 кВ)

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.доп} \leq \frac{U_3}{I_3} \quad (9.14)$$

$$R_{з.доп} = \frac{10000}{6170} = 1,62 \text{ Ом}$$

Полученное значение меньше $R_{з.доп} = 1,62 \text{ Ом}$, как и должно быть.

Напряжение прикосновения:

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

$$U_{np} = 0,05 \cdot 6170 \cdot 1,62 = 491 \text{ В}$$

Данное значение уже меньше 500 В.

Это доказывает, что подсыпка сильно влияет на напряжение прикосновения.

10 Молниезащита подстанции «Тяговая»

Молниеотвод представляет собой металлический стержень, установленный на конструкции и предназначенный для защиты от удара молнии. Если появляется молния, она будет предпочтительно ударять по стержню и проходить на землю через провод, вместо того, чтобы проходить через конструкцию, где она может вызвать огонь или поражение электрическим током. [17]

Молниеотвод требует подключения к земле для выполнения своей защитной функции. Основным атрибутом, свойственным всем громоотводам, состоит в том, что они сделаны из проводящих материалов, таких как медь и алюминий. Медь и ее сплавы являются наиболее распространенными материалами, применяемыми при молниезащите.

Проведем расчет молниезащиты для электрооборудования, находящиеся на территории подстанции. Для этого по [17] выбираем метод двойного стержневого молниеотвода. Надежность защиты 0,99. Высота молниеотвода 20 м. Расстоянии между молниеотводами $L = 25$ м.

$$L_c = 2,5 \cdot h \quad (10.1)$$

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

$$L \leq L_c \text{ тогда } h_c = h_0$$

Высота конуса:

$$h_0 = 0,8 \cdot h \quad (10.1)$$

$$h_0 = 0,8 \cdot 25 = 21,3 \text{ м}$$

Радиус конуса:

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (10.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м}$$

Радиус защиты на высоте защищаемого сооружения:

$$h_x = 6 \text{ м}$$

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

$$r_x = \frac{30 \cdot (21,3 - 6)}{21,3} = 21,5 \text{ м}$$

Заключение

В данной бакалаврской работе реконструирована понизительная подстанция 110/10 кВ «Тяговая». Произведены расчёты электрических нагрузок. Рассмотрены различные варианты силовых трансформаторов, в результате чего по совокупности технико-экономических показателей был выбран трехфазный двухмоточный трансформатор ТДН-10000/110/10. В следующем разделе рассчитаны токи симметричного и несимметричного короткого замыкания. В соответствии с полученными данными рассчитано и выбрано оборудование подстанции:

- На стороне 110 кВ: выключатель элегазовый ЛТВ 145D1/В У1, разъединитель SFD 123/1600, трансформатор тока ТВ-110-200/5, трансформатор напряжения ЗНОГ-110-III У1.

- На стороне 10 кВ: выключатель вакуумный ВВ/TEL-10-31,5, трансформатор тока ТПОЛ-10, трансформатор напряжения НАМИ-10.

После выбор оборудования рассчитана дифференциальная релейная защита, выбран постоянный оперативный ток, определены собственные нужды подстанции, для обеспечения которых выбран трансформатор ТМГ-160/10/0,4 кВ. Также рассчитано заземление и молниезащиты подстанции.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ-7)[Текст] : утв. М-вом энергетики Рос.Федерации 08.07.02 № 204 : ввод.в действие с 01.01.03. изменения и дополнениями на2017.
2. Афонин В.В. Набатов, К.А. Электрические станции и подстанции : учебное пособие. Тамбов : 2015. 89 с.
3. Базелян Э.М. Вопросы практической молниезащиты. Москва : компания «ИМАГ», 2015. 208 с.
4. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок : учебное пособие для вузов. Москва : МЭИ, 2016. 288 с.
5. Балдин М.Н. Основное оборудование электрических сетей : справочник / под.ред. И.Г. Карпетян. Москва : ЭНАС, 2014. 208 с.
6. Бохан А.Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения : учебное пособие. Гомель : ГГТУ, 2017. 311 с.
7. Дроздовский Ю.В., Куличенков В.П., Романов Р.В. Новое электрооборудование подстанций и распреустройств электростанций : учебно-методическое пособие. Минск : БНТУ, 2014. 210 с.
8. Ефанов А. В. Расчет и проектирование электрических подстанций: учебное пособия для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». Ставрополь : АРГУС, 2014. 70 с.
9. Земцов А.И., Вокин И.А. Проектирование главной понизительной подстанции предприятия : учебное пособие. Самара : СГТУ, 2015. 101 с.
10. Киреева Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Москва : Академия, 2013. 288 с.
11. Кокин С.Е., Дмитриев С.А. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса : учебное пособие. Екатеринбург : Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2018. 192 с.

12. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций : учебное пособие. Екатеринбург : Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2015. 100 с.

13. Коробов Г.В., Картавцев В.В., Черемисинова Н.А. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учеб. пособие. СПб.: Лань, 2014. 192 с.

14. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебно-справочное пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова. Москва.: Издательский дом МЭИ, 2015. 138 с.

15. Салтыкова О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции : учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / В.В. Вахнина, О.В. Самолина. Тольятти : ТГУ, 2007. 47 с.

16. Скопинцев В.А. Качество электроэнергетических систем. Надежность, безопасность, экономичность, живучесть. Москва : Машиностроение, 2015. 352 с.

17. Титков В. В. Перенапряжения и молниезащита : учебное пособие для студентов вузов / Ф. Х. Халилов. СПб. и др. : Лань, 2016. 221 с.

18. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие. Москва : Юрайт, 2016. 448 с.

19. Хрущев Ю.В. Электроэнергетические системы и сети. Электромеханические переходные процессы : Учебное пособие / К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков. Москва : Юрайт, 2016. 154 с.

20. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Москва : Книга по Требованию, 2013. 624 с.

21. Anwer Ali Sahito. Voltage Harmonics Mitigation through Hybrid Active Power Filter, 2016 [Электронный ресурс]. URL: <https://doaj.org/article/e3fa511ef48248108260b08b3f20568d> (дата обращения 20.03.2018).

22 Er. Parveen Kumar Goyal. Various Aspects and Analysis of Earthing/Grounding System for Protective and Functional Applications, 2016

[Электронный ресурс]

URL: <http://www.iiste.org/Journals/index.php/JETP/article/view/34199/35170>(дата обращения 5.04.2018).

23 Guoming Ma. The Reusable Load Cell with Protection Applied for Online Monitoring of Overhead Transmission Lines Based on Fiber Bragg Grating, 2016 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1424-8220/16/6/922>(дата обращения 9.05.2018).

24 Malik N. H. Calculation of Electric Field Distribution at High Voltage Cable Terminations, 2011 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.iiste.org/Journals/index.php/JETP/article/view/1177/1098> (дата обращения 13.05.2018)..

25 Okakwu K. Cost Evaluation of Ohmic Losses in a Distribution Transformer due to Balanced and Unbalanced Loading, 2015 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.iiste.org/Journals/index.php/JETP/article/view/21690/21801>(дата обращения 4.06.2018).