

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция части ЗРУ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ с заменой силовых трансформаторов С1Т и С2Т».

По типовым графикам нагрузки выполнен расчет электрической нагрузки ГРУ 6 кВ, произведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов связи, рассчитаны токи короткого замыкания на высокой и низкой стороне, выбрано оборудование и релейная защита.

Выпускная квалификационная работа включает в себя пояснительную записку объемом 57 листов, содержащую 18 таблиц, 26 рисунков, список использованных источников из 20 наименований, а также 6 чертежей формата А1.

Abstract

This graduation project deals with the reconstruction of generator switchgear and indoor switchgear of Togliatti's combined heat and power plant.

The aim of the work is to give some information about system of generator switchgear and indoor switchgear.

Much attention is given to reconstruction generator switchgear because most equipment is outdated and needs to be replaced with a new one.

The issues of calculation of electrical loads, choice of power equipment, calculation of short circuit currents, choice relay protection are highlighted in the project's general part.

Two alternatives are considered and calculated for the choice of a replacement for coupling transformer, and on the basis of economic analysis a more efficient one is chosen.

The results of the study showed that reconstruction of Togliatti's combined heat and power plant had a positive impact on electrical circuit reliability. It also allowed remove the power limitation on the two turbo-generators.

The final qualifying work includes an explanatory note in the volume of 57 sheets, containing 18 tables, 26 drawings and bibliography of 20 items, as well as 6 drawings of the A1 format.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 5 |
| 1. Краткая характеристика объекта..... | 7 |
| 2. Расчет электрических нагрузок ГРУ 6 кВ ТоТЭЦ..... | 10 |
| 3. Выбор силового оборудования..... | 14 |
| 4. Расчет токов короткого замыкания..... | 24 |
| 5. Выбор электрических аппаратов..... | 47 |
| 6. Расчет релейной защиты..... | 51 |
| Заключение..... | 55 |
| Список использованных источников..... | 56 |

Введение

На данный момент энергетика является важнейшей отраслью, от которой зависит научно-технический прогресс. Данная отрасль обеспечивает нужды человека в тепловой, электрической и механической энергии. В связи с постоянным развитием промышленности, следовательно, с увеличением потребляемой энергии, требуется соответствующий уровень развития систем генерации и передачи энергии. Важными особенностями энергетики, с экономической точки зрения, являются большие капитальные затраты, длительные периоды окупаемости проектов, а также длительные сроки эксплуатации устанавливаемого оборудования.

Важнейшим видом энергии для человека на данный момент является электрическая энергия, так как она универсальна, легко транспортируема и достаточно просто трансформируется в другие виды энергии. В силу физических законов работа тепловых агрегатов сопровождается большими потерями тепла. Исходя из этого, весьма целесообразно объединять производство электрической и тепловой энергий на одном оборудовании. Проще говоря, переходить на принцип теплофикации.

В отличие от электроэнергии, тепловую энергию в виду некоторых технических сложностей достаточно проблематично передавать на большие расстояния. Однако в крупных населенных пунктах и промышленных центрах теплоэлектроцентрали являются отличным источником тепловой и электрической энергий.

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в следующем: Тольяттинская ТЭЦ является одним из крупнейших источников электрической и тепловой энергий. Станция обеспечивает нужды важных потребителей, и своевременная замена силового оборудования на данный момент является необходимым шагом по повышению эффективности и надёжности снабжения потребителей Тольяттинской ТЭЦ.

Целью данной квалификационной работы является создание надежной схемы выдачи электрической мощности и снятие ограничения мощности с турбогенераторов ТГ-3 и ТГ-4.

Исходя из поставленной цели, в работе решаются следующие **задачи**:

- Выбор числа и мощности силовых трансформаторов связи;
- Выбор силовых трансформаторов в блоки «генератор-трансформатор» для турбогенераторов ТГ-3 и ТГ-4;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор электрических аппаратов;
- Расчет релейной защиты.

1 Краткая характеристика объекта

Тольяттинская ТЭЦ (далее ТоТЭЦ) Самарского филиала ПАО «Т ПЛЮС» находится в Тольятти по адресу: улица Новозаводская, дом 8а. ТоТЭЦ осуществляет энергоснабжение, отопление и горячее водоснабжение промышленных предприятий, таких как «Тольяттикаучук», «Куйбышевазот» и Центрального района города.

Строительство ТоТЭЦ началось в 1957 году, а запуск первого турбоагрегата произошел в декабре 1960 г. Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 620 МВт, тепловая мощность – 2173 Гкал/ч.

ТоТЭЦ – единственная станция группы «Т ПЛЮС», использующая уголь в качестве резервного топлива. На станции была разработана технология нейтрализации окислов азота, с использованием метода селективного некаталитического восстановления. Этот метод позволяет снизить выброс окислов азота в дымовых газах на 70 процентов и сейчас применяется на ТоТЭЦ. За эту технологию создатели в марте 2005 года были удостоены премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

В котельном цехе ТоТЭЦ установлено два энергетических паровых котла типа ТП-80, одиннадцать ТП-87, шесть пиковых водогрейных котлов типа ПТВМ-100.

Энергетические котлы ТП-80 и ТП-87, произведенные Таганрогским котельным заводом «Красный котельщик», имеют номинальную паропроизводительность $D_{ном}=420$ т/ч, давление перегретого пара $P_{пе}=140$ кгс/см², давление пара в барабане $P_б=155$ кгс/см², температуру перегретого пара $t_0=550$ °С, температуру питательной воды $t_{пв}=230$ °С.

Пиковый теплофикационный водогрейный котел типа ПТВМ-100 предназначен для покрытия пиковых и основных нагрузок в системах централизованного теплоснабжения и представляет собой прямоточные водотрубные котлоагрегаты, с принудительной циркуляцией. Вода в котле нагревается за один цикл. Основные параметры водогрейных котлов отражены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные параметры водогрейных котлов ТоТЭЦ

| Параметры | |
|---|-------------|
| Тепловая производительность, Гкал/ч | 100 |
| Рабочее давление, кгс/см ² | 10-25 |
| Температура воды при готовом режиме на входе в котел, °С | 104 |
| Температура воды при готовом режиме на выходе из котла, °С | 150 |
| Температура воды при основном режиме на входе в котел, °С | 70 |
| Температура воды при основном режиме на выходе из котла, °С | 150 |
| Расход воды при пиковом режиме номинальный (минимальный), т/ч | 2140 (1500) |
| Расход воды при основном режиме: номинальный (минимальный), т/ч | 1235 (800) |
| Гидравлическое сопротивление при основном режиме (пиковом режиме), кгс/см ² | 2,15 (0,96) |

Параметры турбоагрегатов отражены в таблице 2.

Таблица 1.2 – Основные параметры турбоагрегатов ТоТЭЦ

| Параметры | Ст. №1,2 | Ст. № 3,4 |
|------------------------------|-----------------|----------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Тип турбины | ПТ-65/75-130/13 | Р-50-130/13-21 |
| Тип генератора | ТВФ-63-2 | ТВФ-60-2 |
| Год ввода в эксплуатацию | 1990 | 1987 |
| Номинальная мощность, МВт | 65 | 50 |

Продолжение таблицы 1.2

| 1 | 2 | 3 |
|---|---------|-----|
| Максимальная мощность в конденсационном режиме, МВт | 75 | - |
| Давление свежего пара, кгс/см ² | 130 | 130 |
| Температура свежего пара °С | 545 | 550 |
| Максимальный расход свежего пара, т/ч | 400 | 390 |
| Тип конденсатора | 50КЦС-4 | - |
| Давление в конденсаторе, кПа | 3,9 | - |
| Расход охлаждающей воды, м ³ /ч | 8000 | - |
| Температура охлаждающей воды, °С | 20 | - |
| Номинальная температура питательной воды, °С | 237 | 244 |

Четыре генератора Г-1, Г-2, Г-3, Г-4 с генераторным напряжением 6,3 кВ работают на шины ГРУ-6кВ каждый на свою секцию. Электрическая связь ТоТЭЦ с системой осуществляется на напряжении 110 кВ с помощью ЛЭП. Связь ГРУ-6,3 кВ и ЗРУ-110 кВ осуществляется с помощью двух трансформаторов связи ТДТНГ-75000/110.

Для обеспечения надежности питания потребителей 110 кВ ЗРУ-110 кВ выполнена по схеме 2-х секционированных систем шин. Связь с системой осуществляется по 4 ЛЭП 110 кВ, питание потребителей – по 12 ЛЭП 110 кВ.

2 Расчет электрических нагрузок ГРУ 6 кВ ТоТЭЦ

Основными потребителями являются химические предприятия и городская сеть. Химические предприятия потребляют 50 МВт электрической мощности, в городскую сеть выдается 150 МВт.

Максимальная полная мощность находится по формуле:

$$S_{\max.n} = \frac{P_n}{\cos \varphi_n} \quad (2.1)$$

Химические предприятия: в среднем $\cos \varphi$ для химических предприятий принимают равным 0,9.

$$S_{\max.хим.} = \frac{50}{0,9} = 55,56 \text{ МВА}$$

Городская сеть: для городской сети $\cos \varphi$ принимают равным 0,93.

$$S_{\max.город} = \frac{150}{0,93} = 161,29 \text{ МВА}$$

По ГРУ 6 кВ в целом:

$$S_{\max}^{ГРУ} = \sum S_{\max.n} = S_{\max.хим} + S_{\max.город} \quad (2.2)$$

$$S_{\max}^{ГРУ} = 55,56 + 161,29 = 216,85 \text{ МВА}$$

По типовым годовым графикам нагрузки строятся годовые графики активной и полной мощности. По этим графикам определяется количество электроэнергии и полной мощности для потребителей в целом.

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

Расчет потребления электроэнергии для потребителей

Химические предприятия:

$$W_{\text{хим.}} = 50 \cdot (1 \cdot 0,67 + 0,9 \cdot 1,98 + 0,8 \cdot 1,6 + 0,73 \cdot 3,15 \cdot 0,4 \cdot 1,36) \cdot 10^3 = 328775 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Городская сеть:

$$W_{\text{город.}} = 150 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,6 + 0,6 \cdot 2,4 + 0,32 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 912480 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для ГРУ 6 кВ в целом:

$$W_{\text{ГРУ}} = \sum W_n \quad (2.4)$$

$$W_{\text{ГРУ}} = 328775 + 912480 = 1241255 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Длительность максимальной годовой нагрузки ГРУ 6 кВ:

$$T_M = \frac{W_{\text{ГРУ}}}{\sum P_{\text{max}}} \quad (2.5)$$

$$T_M = \frac{1241255}{50 + 150} = 6206,28 \text{ ч.}$$

Коэффициент нагрузки

$$k_{\text{зан}} = \frac{W_{\text{ГРУ}}}{8760 \cdot \sum P_{\text{max}}} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.6)$$

$$k_{\text{зан}} = \frac{6206,28}{8760} = 0,71$$

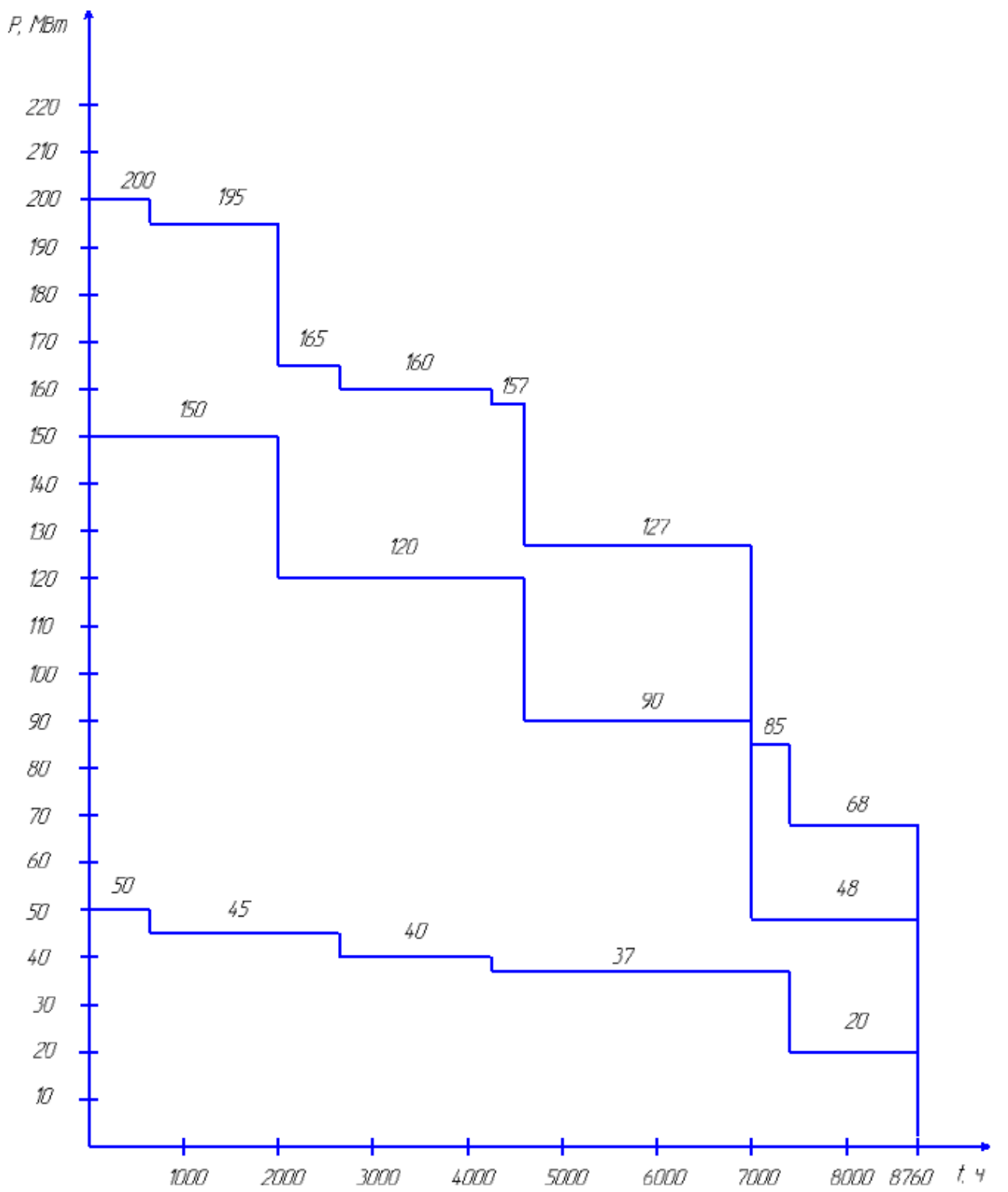


Рисунок 2.1 – Годовой график активной мощности ГРУ 6 кВ ТоТЭЦ до реконструкции

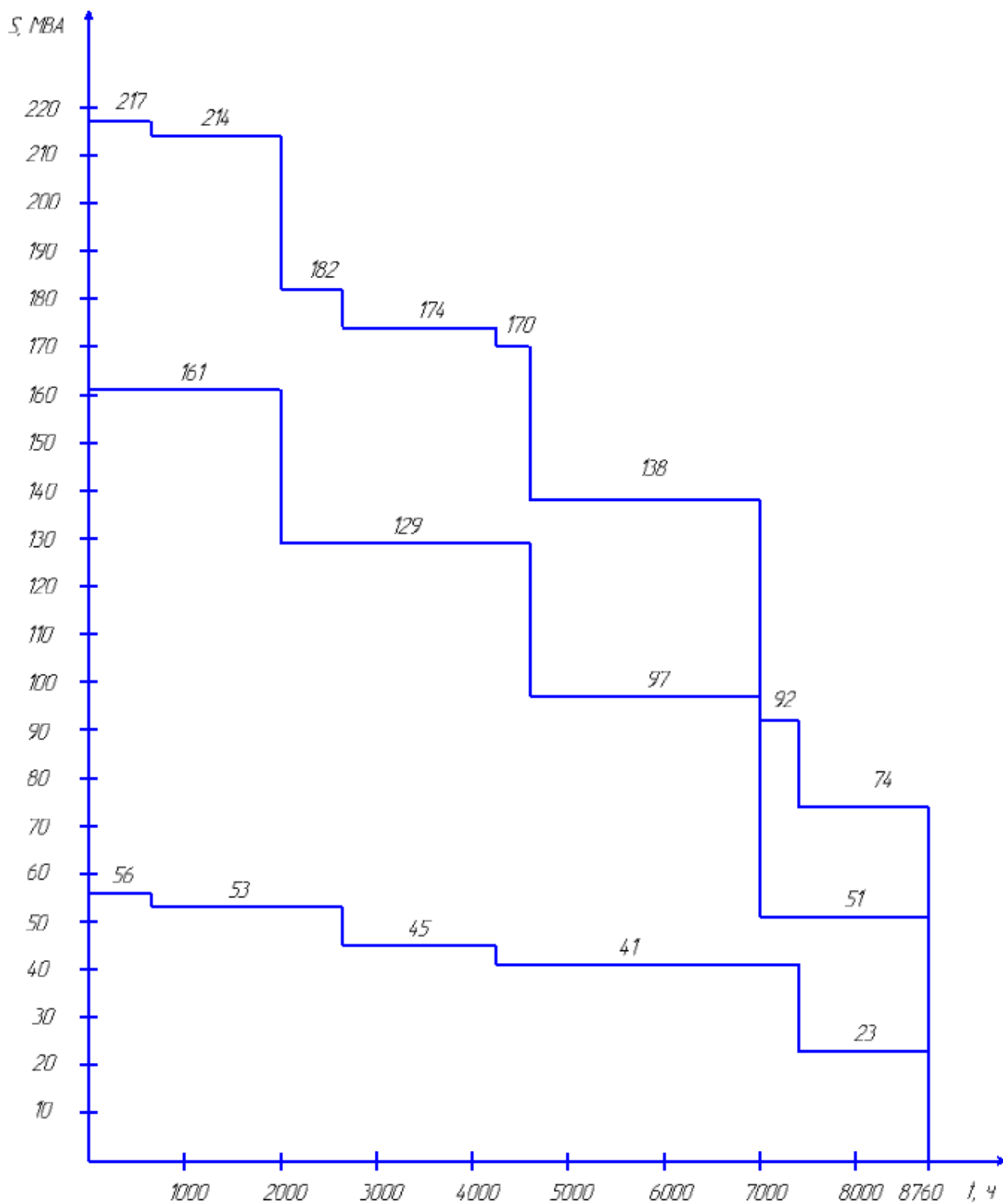


Рисунок 2.2 – Годовой график полной мощности ГРУ 6 кВ ТоТЭЦ до реконструкции

3 Выбор силового оборудования

3.1 Выбор силовых трансформаторов

Трансформаторы связи С1Т и С2Т установлены в 1965 и 1963 годах соответственно. В связи с физическим и моральным износом их надлежит заменить на новые трансформаторы.

Выбор трансформаторов связи на ТЭЦ производится исходя из значений $\cos \varphi$ генераторов, нагрузок и собственных нужд станции.

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_g - P_n - P_{с.н.})^2 + \sum Q_g - Q_n - Q_{с.н.})^2} \quad (3.1)$$

где $\sum P$, $\sum Q$ – алгебраические суммы активной и реактивной мощностей генераторов, работающих на шины; P_n и Q_n – активная и реактивная мощность потребляемые нагрузкой на генераторном напряжении; $P_{с.н.}$, $Q_{с.н.}$ – активная и реактивная мощность затрачиваемая на собственные нужды станции.

К шинам ГРУ 6 кВ подключены турбогенераторы: ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3, ТГ-4. Из-за ограниченного паропотребления заводов генераторы ТГ-3, ТГ-4 вырабатывают по 35 МВт при номинальных 50 МВт. ТГ-1 и ТГ-2 вырабатывают 63 МВт.

$$S_{расч} = \sqrt{((2 \cdot 63 + 2 \cdot 35) - 50)^2 + ((2 \cdot 47,25 + 2 \cdot 26,25) - 24,22)^2} = 190,76 \text{ МВА}$$
$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{K_n} \quad (3.2)$$

$$S_T \geq \frac{190,76}{1,4} = 136,26 \text{ МВА}$$

Исходя из полученного значения мощности, предлагается турбогенераторы ТГ-3, ТГ-4 соединить в блоки с трансформаторами, что так же позволит снять ограничение по выработке мощности. Трансформаторы связи

выбрать по мощности вырабатываемой ТГ-1, ТГ-2 и потребляемой мощности на генераторном напряжении.

$$S_{расч} = \sqrt{(2 \cdot 63 - 50)^2 + (2 \cdot 47,25 - 24,22)^2} = 103,51 \text{ МВА}$$

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{K_n} = \frac{103,51}{1,4} = 73,94 \text{ МВА}$$

Исходя из принятого технического решения, произведем перерасчет электрических нагрузок после реконструкции.

3.2 Расчет электрических нагрузок ГРУ 6 кВ ТоТЭЦ после реконструкции

Общая активная мощность оставшихся агрегатов ТГ-1 и ТГ-2 составляет 126 МВт.

Расчет ведется по формулам (2.1)-(2.6).

Мощность, выдаваемая на химические предприятия:

$$S_{\max.хим.} = \frac{50}{0,9} = 55,56 \text{ МВА}$$

Мощность, выдаваемая в городскую сеть:

$$S_{\max.город.} = \frac{76}{0,93} = 81,72 \text{ МВА}$$

По ГРУ 6 кВ после реконструкции в целом:

$$S_{\max}^{ГРУ} = 55,56 + 81,72 = 137,28 \text{ МВА}$$

Так же определяем количество потребляемой электроэнергии потребителями:

Для химических предприятий:

$$W_{хим.} = 50 \cdot (1 \cdot 0,67 + 0,9 \cdot 1,98 + 0,8 \cdot 1,6 + 0,73 \cdot 3,15 \cdot 0,4 \cdot 1,36) \cdot 10^3 = 328775 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для городской сети:

$$W_{\text{город}} = 76 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,6 + 0,6 \cdot 2,4 + 0,32 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 462323,2 \text{ MВт} \cdot \text{ч}$$

По ГРУ 6 кВ после реконструкции в целом:

$$W_{\text{ГРУ}} = 328775 + 462323,2 = 791098,2 \text{ MВт} \cdot \text{ч}$$

Длительность максимальной годовой нагрузки ГРУ 6 кВ:

$$T_M = \frac{791098,2}{50 + 76} = 6278,56 \text{ ч.}$$

Коэффициент нагрузки

$$k_{\text{зан}} = \frac{6278,56}{8760} = 0,72$$

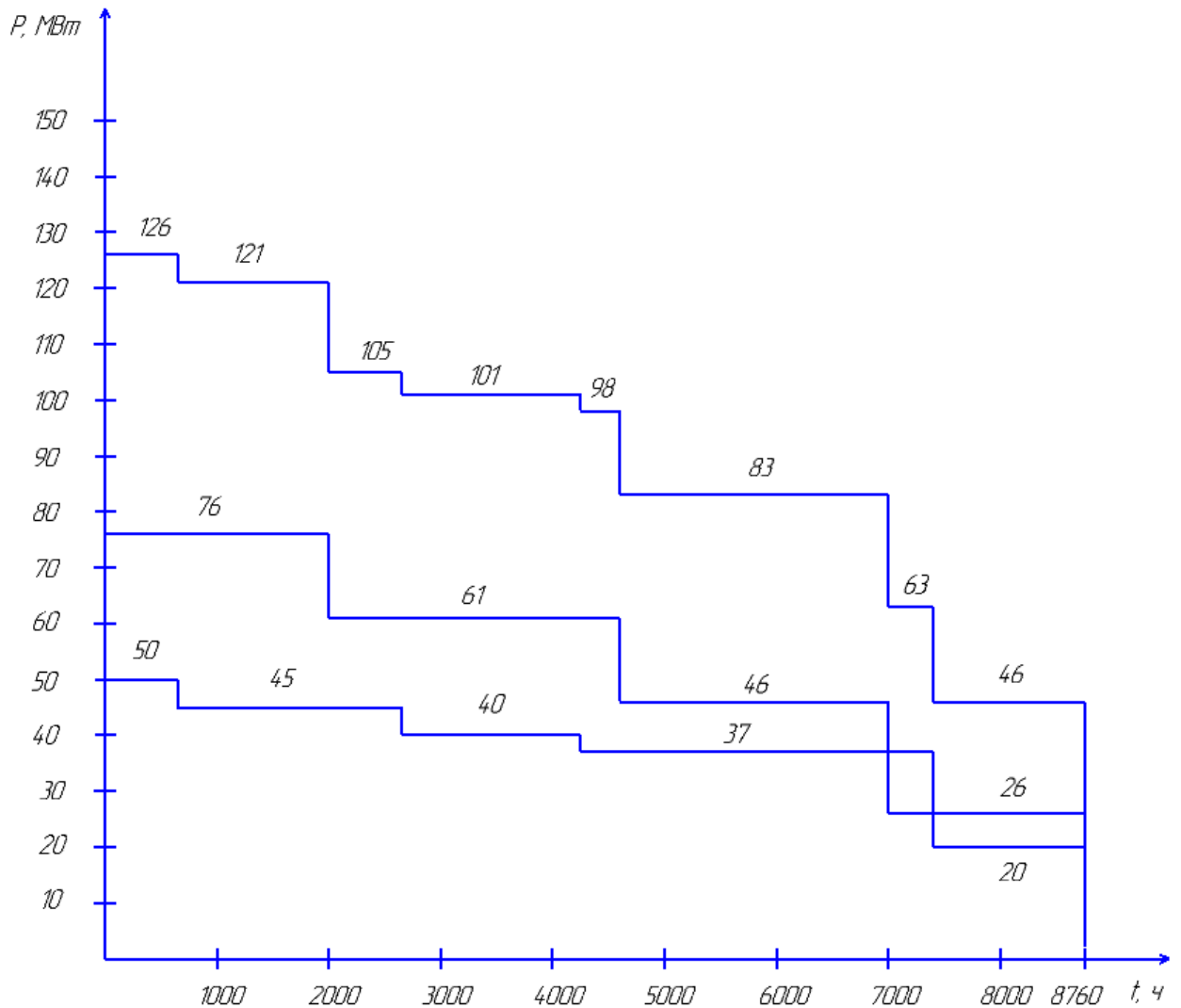


Рисунок 3.1 – Годовой график активной мощности ГРУ 6 кВ ТоТЭЦ после реконструкции

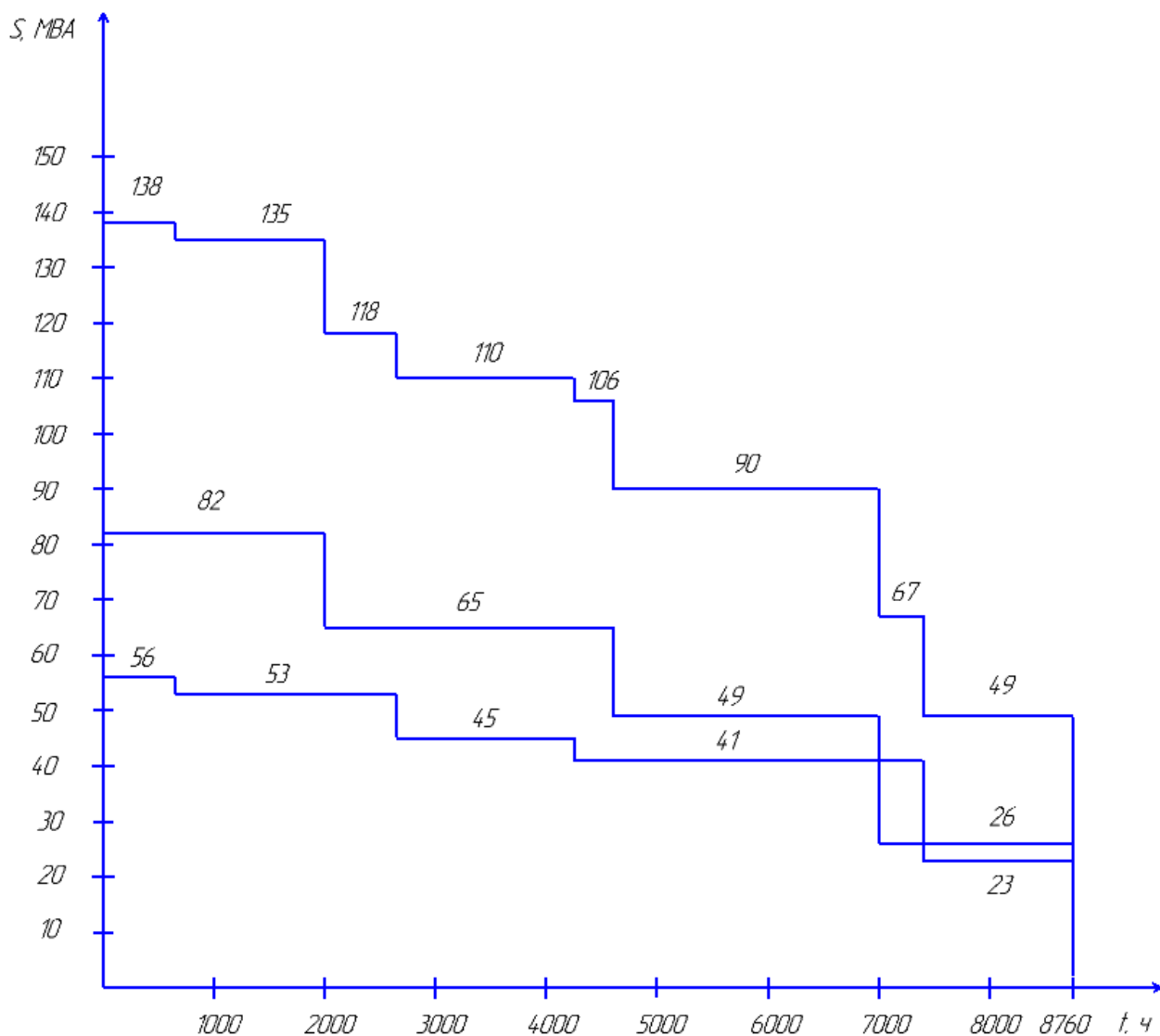


Рисунок 3.2 – Годовой график полной мощности ГРУ 6 кВ ТоТЭЦ после реконструкции

3.3 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов

Так как обмотка СН трансформаторов связи не используется, то принимаем двухобмоточные трансформаторы ТДН-80000/110. Для блоков генератор – трансформатор принимаем трансформаторы марки ТД-63000/110.

Таблица 3.1 – Номинальные параметры трансформатора ТДН-80000/110

| Тип трансформатора | $S_{ном.Т}$, кВА | Каталожные данные | | | | | |
|-------------------------|----------------------|-------------------|-----|------------------|------------------------------|-----------------------|------------------|
| | | $U_{ном.Т}$, кВ | | u_{κ} , % | ΔP_{κ} , кВт | ΔP_x , кВт | ΔI_x , % |
| ТДН- 80000/110/6 | 80000 | ВН | НН | 11 | 310 | 40 | 0,23 |
| | | 115 | 6,3 | | | | |
| Стоимость: 26 млн. руб. | | | | | | | |

Производим расчет потерь реактивной мощности трансформатора:

$$Q_x = \frac{I_{xx}^{(\%)}}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.3)$$

$$Q_x = \frac{0,23}{100} \cdot 80000 = 184 \text{ кВАр}$$

Расчет приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме XX:

$$\kappa_{ин} = 0,05 \text{ кВт} / \text{кВАр}$$

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

$$P'_x = 40 + 0,05 \cdot 184 = 49,2 \text{ кВт}$$

Расчет коэффициента загрузки трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{расч}}{S_{ном.Т}} \quad (3.5)$$

$$\kappa_3 = \frac{103,51}{80} = 1,29$$

Расчет потерь реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_{\kappa} = \frac{u_{\kappa}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.6)$$

$$Q_{\kappa} = \frac{11}{100} \cdot 80000 = 8800 \text{кВАр}$$

Расчет приведенных потерь активной мощности КЗ

$$P'_{\kappa} = \Delta P_{\kappa} + \kappa_{ин} \cdot Q_{\kappa} \quad (3.7)$$

$$P'_{\kappa} = 310 + 0,05 \cdot 8800 = 750 \text{кВт}$$

Расчет приведенных потерь мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_{\kappa} \quad (3.8)$$

$$P'_T = 49,2 + 1,29^2 \cdot 750 = 1297,28 \text{кВт}$$

Для трехфазных двухобмоточных трансформаторов потери электроэнергии ΔW вычисляются по следующей формуле на основании годовых графиков мощности:

$$\Delta W = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot P'_{\kappa} \cdot \kappa_{3,в.и}^2 \cdot T_i \right) \quad (3.9)$$

где i - порядковый номер ступени графика нагрузки, $i = 1, 2, 3, \dots, k$;

n_i - число трансформаторов связи;

$\kappa_{3,в.и} = \frac{S_{в.и}}{S_{ном.Т}}$ - коэффициент загрузки обмоток ВН трансформатора на i -ой

ступени;

$S_{в.и}$ - расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформатора на i -ой ступени;

T_i - продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -ой ступени.

Все расчеты сводятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет потерь электроэнергии для трансформатора ТДН-80000/110

| i | $S_{B,i}$, МВА | n_i | T_i , ч | ΔW_{xi} , кВт·ч | $K_{3.B,i}$ | ΔW_{ki} , кВт·ч |
|----------|-----------------|-------|-----------|-------------------------|-------------|-------------------------|
| 1 | 81,72 | 2 | 2000 | 196800 | 1,02 | 780300 |
| 2 | 65,38 | 2 | 2600 | 255840 | 0,82 | 655590 |
| 3 | 49,03 | 2 | 2400 | 236160 | 0,61 | 334890 |
| 4 | 26,15 | 2 | 1760 | 173184 | 0,33 | 62290,8 |
| Σ | | | | 861984 | | 1833070,8 |
| | | | | | 2695054,8 | |

Таблица 3.3 – Номинальные параметры трансформатора ТД-63000/110

| Тип трансформатора | $S_{ном.Т}$, кВА | Каталожные данные | | | | | |
|-------------------------|-------------------|-------------------|-----|-----------|--------------------|--------------------|------------------|
| | | $U_{ном.Т}$, кВ | | u_k , % | ΔP_k , кВт | ΔP_x , кВт | ΔI_x , % |
| ТД-63000/110/6 | 63000 | ВН | НН | 10,5 | 245 | 35 | 0,25 |
| | | 115 | 6,3 | | | | |
| Стоимость: 21 млн. руб. | | | | | | | |

Потери реактивной мощности в трансформаторе рассчитываются по формуле (3.3):

$$Q_x = \frac{0,25}{100} \cdot 63000 = 157,5 \text{ кВАр}$$

Расчет приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме XX рассчитываются по формуле 3.4:

$$\kappa_{ин} = 0,05 \text{ кВт / кВАр}$$

$$P'_x = 35 + 0,05 \cdot 157,5 = 42,88 \text{ кВт}$$

Расчет номинальной мощности турбогенератора в блоке с трансформатором:

$$S_{расч} = \frac{P_G}{\cos \varphi} \quad (3.10)$$

$$S_{расч} = \frac{50}{0,8} = 62,5 \text{ МВА}$$

Расчет коэффициента загрузки трансформатора рассчитываются по формуле 3.5:

$$\kappa_3 = \frac{S_{расч}}{S_{ном.Т}} = \frac{62,5}{63} = 0,99$$

Расчет потерь реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ рассчитываются по формуле (3.6):

$$Q_\kappa = \frac{u_{\kappa(\%)}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ кВАр}$$

Расчет приведенных потерь активной мощности КЗ рассчитываются по формуле 3.7:

$$P'_\kappa = \Delta P_\kappa + \kappa_{ин} \cdot Q_\kappa = 245 + 0,05 \cdot 6615 = 575,75 \text{ кВт}$$

Расчет приведенных потерь мощности трансформатора рассчитываются по формуле (3.8):

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_\kappa = 42,88 + 0,99^2 \cdot 575,75 = 607,17 \text{ кВт}$$

Расчет потерь электроэнергии рассчитываются по формуле 3.9:

$$\Delta W = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot P_x' \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot P_k' \cdot \kappa_{3.6.i}^2 \cdot T_i \right)$$

Расчеты отображены в таблице 3.4:

Таблица 3.4 – Расчет потерь электроэнергии для трансформатора ТД-63000/110

| i | S _{в.и} , МВА | n _i | T _i , ч | ΔW _{xi} , кВт·ч | κ _{3.в.и} | ΔW _{ki} , кВт·ч |
|---|------------------------|----------------|--------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|
| 1 | 62,5 | 1 | 2000 | 85760 | 0,99 | 1288585,2 |
| 2 | 50 | 1 | 2600 | 111488 | 0,79 | 934246,6 |
| 3 | 37,5 | 1 | 2400 | 102912 | 0,6 | 497448 |
| 4 | 20 | 1 | 1760 | 75468,8 | 0,32 | 103764 |
| Σ | | | | | | 375628,8 |

Расчет экономической составляющей для ТДН-80000/110

$$Z_{н.р.} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_o + И_s \quad (3.11)$$

где, K – капитальные затраты на оборудование, руб;

$E_n = 0,15$ – коэффициент нормативного дисконтирования;

$И$ – Эксплуатационные издержки в течение года;

$И_s$ – Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах за год, руб;

$И_o$ – Отчисления за год, руб.

Стоимость $1кВт \cdot ч$ электроэнергии:

$$C_s = 2,57 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_s = \Delta W \cdot C_s \quad (3.12)$$

$$И_s = 2695054,8 \cdot 2,57 = 6,93 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Капитальные затраты на оборудование:

$$K = 2 \cdot 26 \cdot 10^6 = 52 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Расчет годовых отчислений:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (3.13)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 52 \cdot 10^6 = 4,9 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

где, $p_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт.

$$Z_{\text{н.р.ТДН}} = 0,15 \cdot 52 \cdot 10^6 + 4,9 \cdot 10^6 + 6,93 \cdot 10^6 = 19,6 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Расчет экономической составляющей для ТДН-63000/110

Расчет ведется по формулам (3.11)-(3.13).

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{э}} = 3139672,6 \cdot 2,57 = 8,1 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Капитальные затраты на оборудование:

$$K = 21 \cdot 10^6 = \text{руб}$$

Расчет годовых отчислений:

$$I_o = 0,094 \cdot 21 \cdot 10^6 = 1,97 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{н.р.ТД}} = 0,15 \cdot 21 \cdot 10^6 + 1,97 \cdot 10^6 + 8,1 \cdot 10^6 = 13,2 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Так как блоков генератор трансформатор два:

$$Z_{\text{н.р.ТД}} \cdot 2 = 13,2 \cdot 10^6 = 26,4 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Общие затраты:

$$Z_{\text{н.р.ТД}} \cdot 2 + Z_{\text{н.р.ТДН}} = 26,4 \cdot 10^6 + 19,6 \cdot 10^6 = 46 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

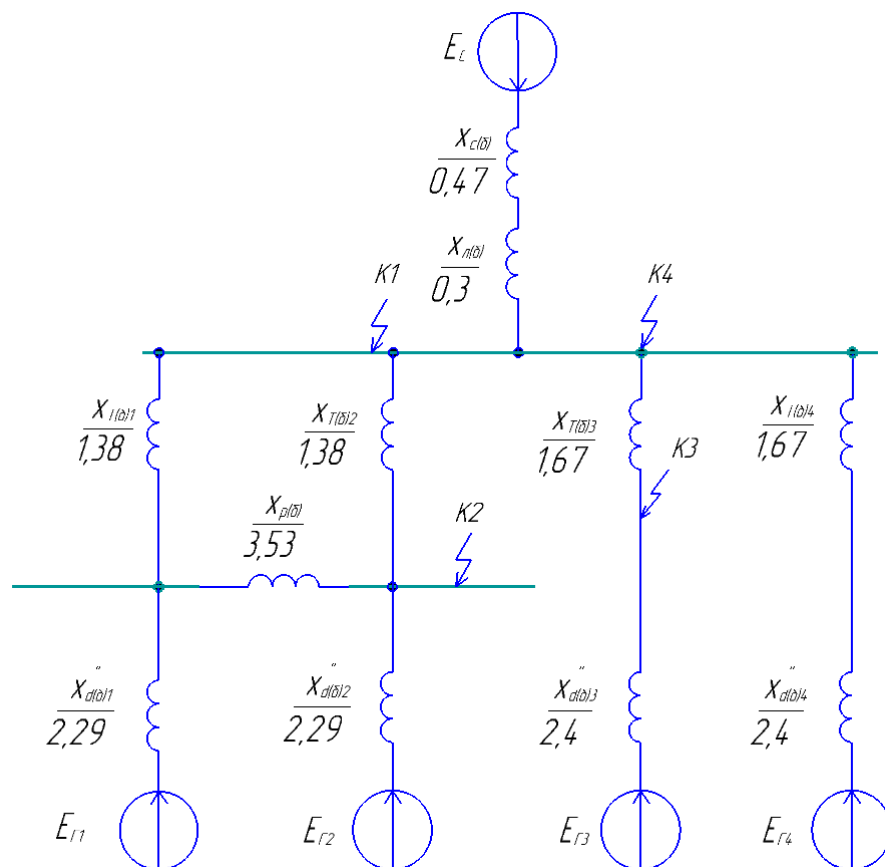


Рисунок 4.2 – Эквивалентная схема замещения

Рассчитываются необходимые параметры в относительных единицах для этого принимаем:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ MVA}$$

Для ограничения токов короткого замыкания на напряжении 6 кВ, к шинам допускается подключения только одного генератора мощностью 63 МВт поэтому:

Номинальные параметры ТГ-1 и ТГ-2

$$S_n = \frac{P_n}{\cos \varphi} = \frac{63}{0,8} = 78,75 \text{ MVA}$$

$$U_{н(НН)} = 6,3 \text{ кВ}$$

$$U_{н(ВН)} = 115 \text{ кВ}$$

$$P_n = 63 \text{ МВт}$$

$$\cos \varphi = 0,8$$

$$x''_d = 0,18 \text{ o.e.}$$

Базисное сопротивление генератора:

$$x''_{d(\bar{\sigma})} = x''_d \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} \quad (4.1)$$

$$x''_{d(\bar{\sigma})} = 0,18 \cdot \frac{1000}{78,75} = 2,29 \text{ o.e.}$$

Базисное сопротивление трансформатора ТДН-80000/110:

$$x_{T(\bar{\sigma})} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном.Т}}} \quad (4.2)$$

$$x_{T(\bar{\sigma})} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,38 \text{ o.e.}$$

Номинальные параметры ТГ-3 и ТГ-4

$$S_H = \frac{P_H}{\cos \varphi} = \frac{50}{0,8} = 62,5 \text{ MVA}$$

$$U_{H(HH)} = 6,3 \text{ кВ}$$

$$U_{H(BH)} = 115 \text{ кВ}$$

$$P_H = 50 \text{ MВт}$$

$$\cos \varphi = 0,8$$

$$x''_d = 0,15 \text{ o.e.}$$

Базисное сопротивление генератора рассчитывается по формуле (4.1):

$$x''_{d(\bar{\sigma})} = 0,15 \cdot \frac{1000}{62,5} = 2,4 \text{ o.e.}$$

Базисное сопротивление трансформатора ТД-63000/110 рассчитывается по формуле (4.2):

$$x_{T(\bar{\sigma})} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,67 \text{ o.e.}$$

Базисное сопротивление линии:

$$x_{л(\bar{\sigma})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{(\bar{\sigma})}}{U_{н(BH)}^2} \quad (4.3)$$

$$x_{л(\bar{\sigma})} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,30 \text{ o.e.}$$

Базисное сопротивление реактора:

$$x_{p(\bar{\sigma})} = x_p \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{н(HH)}^2} \quad (4.4)$$

$$x_{p(\bar{\sigma})} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 3,53 \text{ o.e.}$$

Базисное сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_{(\bar{\sigma})}}{S_K} \quad (4.5)$$

$$x_c = \frac{1000}{2150} = 0,47 \text{ o.e.}$$

ЭДС равны:

$$E_2 = 1$$

$$E_c = 1$$

Расчет тока КЗ в точке К1.

Так как номинальное напряжение больше 1 кВ расчет производится в относительных единицах с последующим пересчетом в именованные.

Ветви генераторов Г1 и Г2 расположены аналогично относительно точки К, поэтому сопротивление реактора x_5 можно не учитывать в схеме замещения, так как оно включено между узлами одинакового потенциала и не влияет на ток.

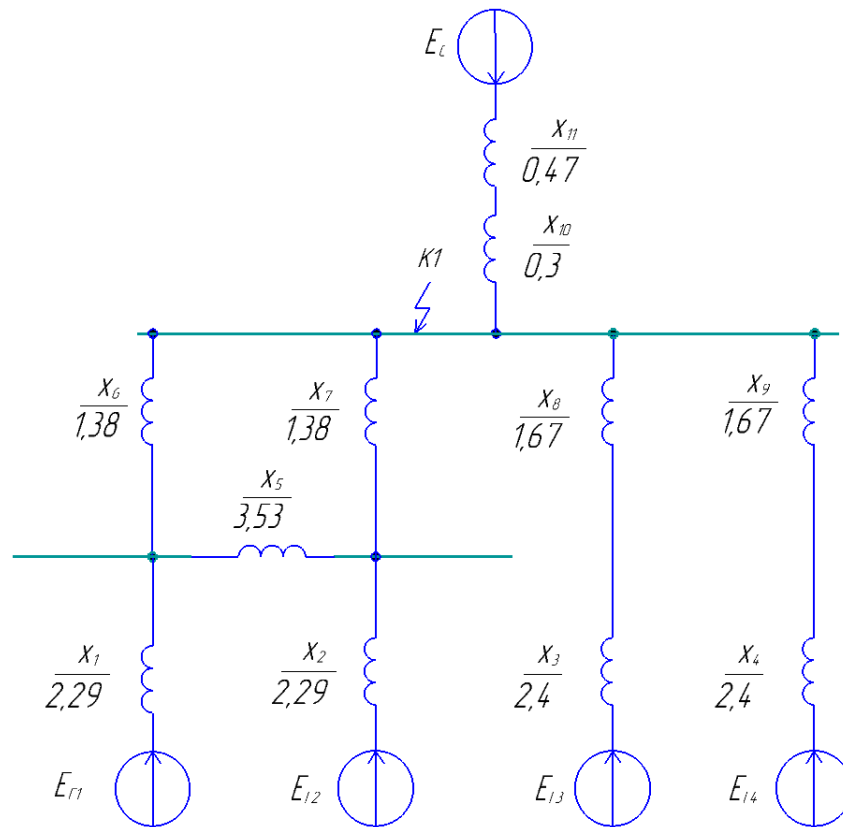


Рисунок 4.3 –Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

Упрощаем схему.

Результирующие сопротивления генераторов Г3, Г4:

$$x_{12} = x_3 + x_8 = 2,4 + 1,67 = 4,07 \text{ о.е.}$$

$$x_{13} = x_4 + x_9 = 2,4 + 1,67 = 4,07 \text{ о.е.}$$

Так как $x_1 = x_2$, а $x_6 = x_7$ то результирующее сопротивление генераторов Г1, Г2:

$$x_{15} = \frac{(x_1 + x_6) \cdot (x_2 + x_7)}{(x_1 + x_6) + (x_2 + x_7)} = \frac{(x_1 + x_6)^2}{2(x_1 + x_6)} = \frac{(x_1 + x_6)}{2} = \frac{2,29 + 1,38}{2} = 1,84 \text{ о.е.}$$

$$x_{16} = x_{11} + x_{10} = 0,47 + 0,3 = 0,77 \text{ о.е.}$$

$$x_{17} = \frac{x_{12} \cdot x_{13}}{x_{12} + x_{13}} = \frac{4,07 \cdot 4,07}{4,07 + 4,07} = 2,04 \text{ о.е.}$$

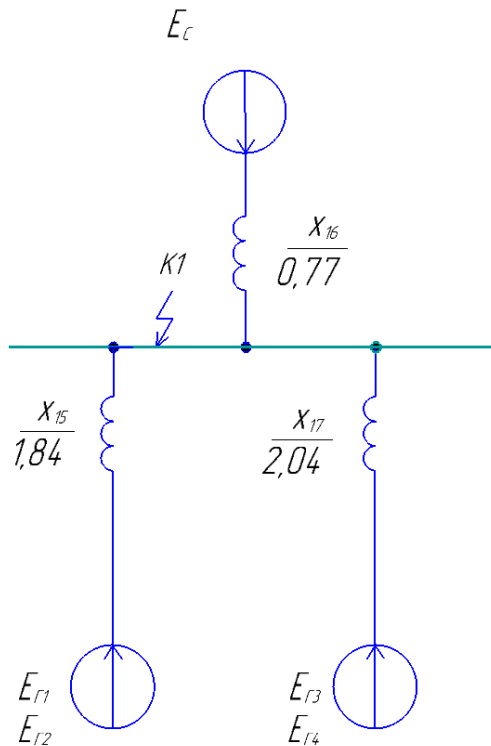


Рисунок 4.4 – Упрощенная схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

Находим сверхпереходный ток от питающих элементов системы с помощью закона Ома:

$$I_{n(\bar{o})}'' = \frac{E_n}{x_n} \quad (4.6)$$

$$I_{Г1,2(\bar{o})}'' = \frac{1}{1,84} = 0,54 \text{ o.e.}$$

$$I_{C(\bar{o})}'' = \frac{1}{0,77} = 1,3 \text{ o.e.}$$

$$I_{Г3,4(\bar{o})}'' = \frac{1}{2,04} = 0,49 \text{ o.e.}$$

Так как точка К1 находится на высокой стороне то базисный ток равен:

$$I_{\bar{o}(BH)} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н(BH)}} \quad (4.7)$$

$$I_{\bar{o}(BH)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Перевод в именованные единицы:

$$I_n = I_{n(\sigma)}'' \cdot I_\sigma \quad (4.8)$$

$$I_{\Gamma 1,2} = 0,54 \cdot 5,02 = 2,71 \text{ кА}$$

$$I_C = 1,3 \cdot 5,02 = 6,53 \text{ кА}$$

$$I_{\Gamma 3,4} = 0,49 \cdot 5,02 = 2,46 \text{ кА}$$

Суммарный ток КЗ в точке К1

$$I_{n,K1} = \sum I_n \quad (4.9)$$

$$I_{n,K1} = 2,71 + 6,53 + 2,46 = 11,7 \text{ кА}$$

Расчет тока КЗ в точке К2 (рисунок 4.5):

Далее упрощаем схему: объединим ветви С и Г3, Г4 общим сопротивлением:

$$x_{18} = \frac{x_{16} \cdot x_{17}}{x_{16} + x_{17}} = \frac{0,77 \cdot 2,04}{0,77 + 2,04} = 0,56 \text{ о.е.}$$

Теперь производится преобразование треугольника сопротивлений x_5, x_6, x_7 в звезду сопротивлений x_{19}, x_{20}, x_{21} (рисунок 4.6):

$$x_{19} = \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6 + x_7} = \frac{3,53 \cdot 1,38}{3,53 + 1,38 + 1,38} = 0,77 \text{ о.е.}$$

$$x_{20} = \frac{x_5 \cdot x_7}{x_5 + x_6 + x_7} = \frac{3,53 \cdot 1,38}{3,53 + 1,38 + 1,38} = 0,77 \text{ о.е.}$$

$$x_{21} = \frac{x_6 \cdot x_7}{x_5 + x_6 + x_7} = \frac{1,38 \cdot 1,38}{3,53 + 1,38 + 1,38} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Далее упрощаем схему (рисунок 4.7)

$$x_{22} = x_{18} + x_{21} = 0,56 + 0,3 = 0,86 \text{ о.е.}$$

$$x_{23} = x_1 + x_{19} = 2,29 + 0,77 = 3,06 \text{ о.е.}$$

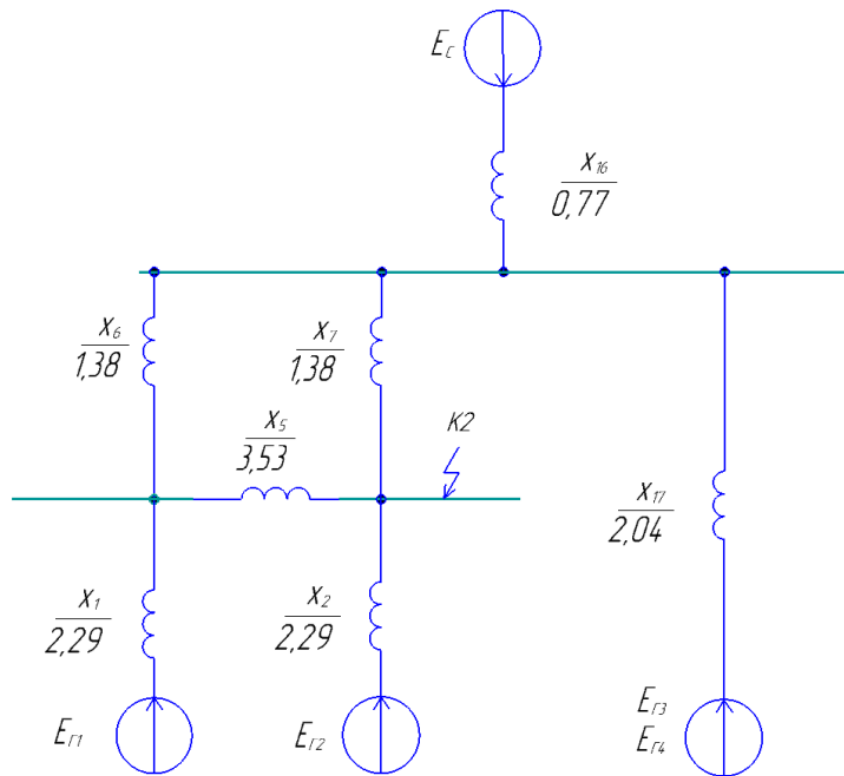


Рисунок – 4.5 Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К2

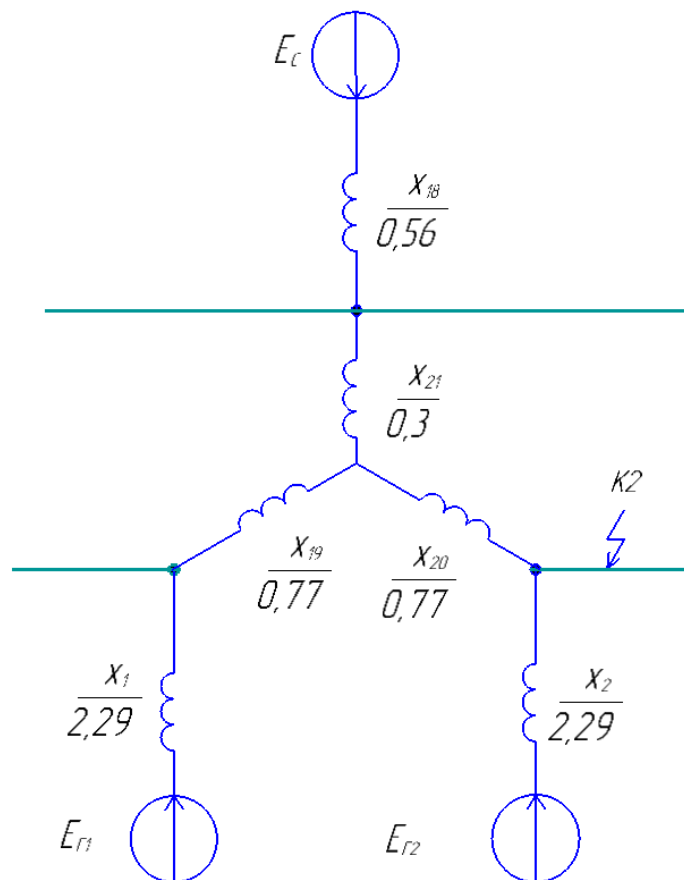


Рисунок 4.6 – Эквивалентная схема замещения для расчета тока КЗ в точке К2 после преобразования

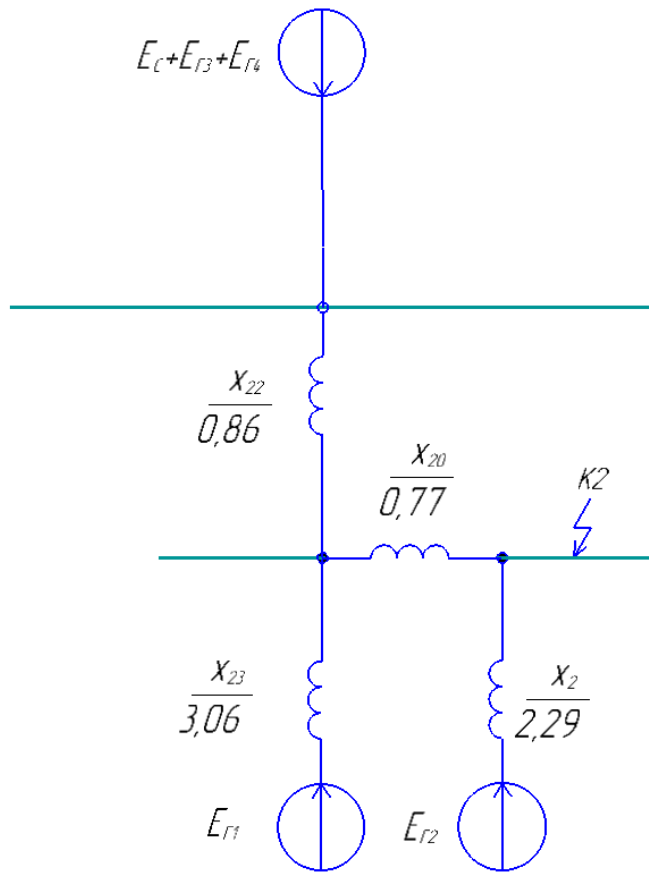


Рисунок 4.7 – Упрощенная схема замещения для расчета тока КЗ в точке К2

Приводим схему замещения к простейшей (рисунок 4.8)

$$x_{24} = x_{20} + \frac{x_{22} \cdot x_{23}}{x_{22} + x_{23}} = 0,77 + \frac{0,86 \cdot 3,06}{0,86 + 3,06} = 1,44 \text{ о.е.}$$

Расчет сверхпереходного тока от питающих элементов системы (по формуле (4.6)):

$$I_{Г2(б)}'' = \frac{1}{2,29} = 0,44 \text{ о.е.}$$

$$I_{C,Г1,Г3,Г4(б)}'' = \frac{1}{1,44} = 0,69 \text{ о.е.}$$

Так как точка К2 находится на низкой стороне базисный ток равен:

(4.10)

$$I_{\sigma(HH)} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{n(HH)}}$$

$$I_{\sigma(HH)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Перевод в именованные единицы (по формуле (4.8)):

$$I_{\Gamma 2} = 0,44 \cdot 91,64 = 40,32 \text{ кА}$$

$$I_{C, \Gamma 1, \Gamma 3, \Gamma 4} = 0,69 \cdot 91,64 = 63,23 \text{ кА}$$

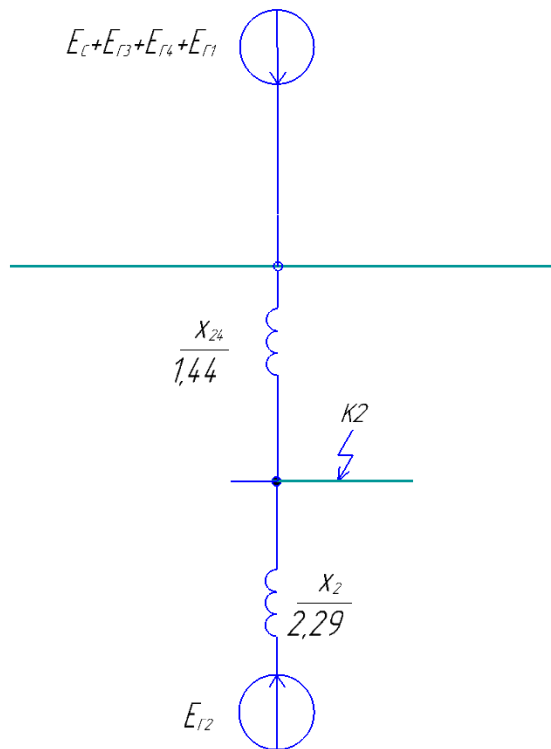


Рисунок 4.8 – Простейшая схема замещения для расчета тока КЗ в точке К2

Суммарный ток КЗ в точке К2 (по формуле (4.9)):

$$I_{n, K2} = 40,32 + 63,23 = 103,55 \text{ кА}$$

Расчет тока КЗ в точке К3:

За основу возьмем схему изображенную на рисунке 4.9.

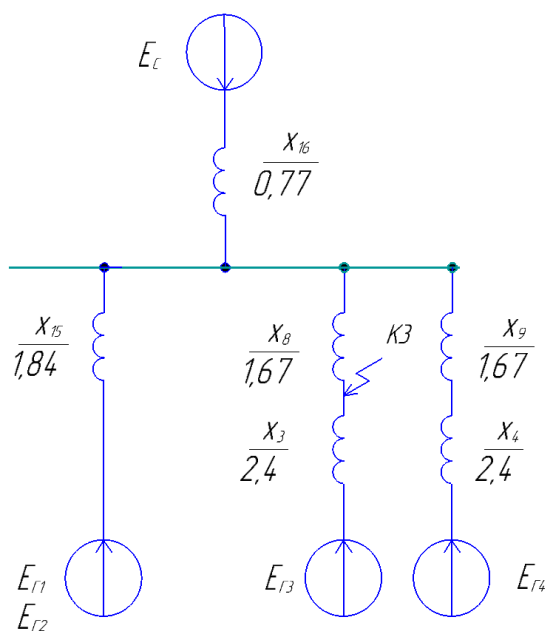


Рисунок 4.9 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

Упрощение схемы:

$$x_{25} = x_8 + \frac{x_{15} \cdot x_{16}}{x_{15} + x_{16}} = 1,67 + \frac{1,84 \cdot 0,77}{1,84 + 0,77} = 2,21 \text{ о.е.}$$

$$x_{13} = x_4 + x_9 = 2,4 + 1,67 = 4,07 \text{ о.е.}$$

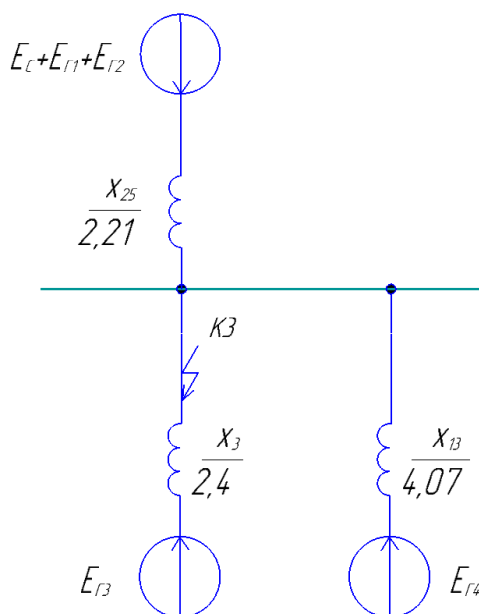


Рисунок 4.10 – Упрощенная схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

Приведение схемы к простейшей (рисунок 4.11):

$$x_{26} = \frac{x_{25} \cdot x_{13}}{x_{25} + x_{13}} = \frac{2,21 \cdot 4,07}{2,21 + 4,07} = 1,43 \text{ o.e.}$$

Расчет сверхпереходного тока от питающих элементов системы (по формуле (4.6)):

$$I_{\Gamma 3(\phi)}'' = \frac{1}{2,4} = 0,42 \text{ o.e.}$$

$$I_{C, \Gamma 1, \Gamma 2, \Gamma 4(\phi)}'' = \frac{1}{1,43} = 0,70 \text{ o.e.}$$

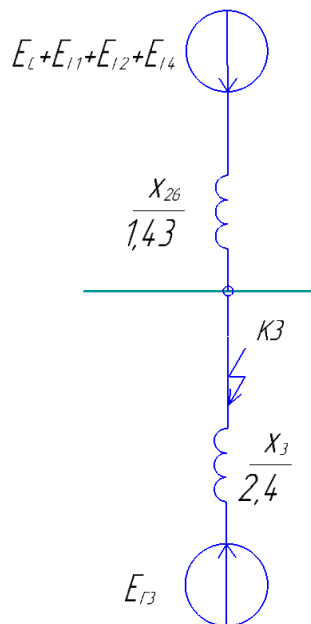


Рисунок 4.11 – Простейшая схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

Так как точка КЗ находится на низкой стороне, базисный ток равен (по формуле (4.10)):

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

Перевод в именованные единицы (по формуле (4.8)):

$$I_{\Gamma 3} = 0,42 \cdot 91,64 = 38,18 \text{ кА}$$

$$I_{C, \Gamma 1, \Gamma 2, \Gamma 4} = 0,70 \cdot 91,64 = 64,08 \text{ кА}$$

Суммарный ток КЗ в точке К3 (по формуле (4.9)):

$$I_{n,к3} = 38,18 + 64,08 = 102,26 \text{ кА}$$

Расчет тока КЗ в точке К4 (рисунок 4.12):

За основу берется схема, изображенная на рисунке 4.12.

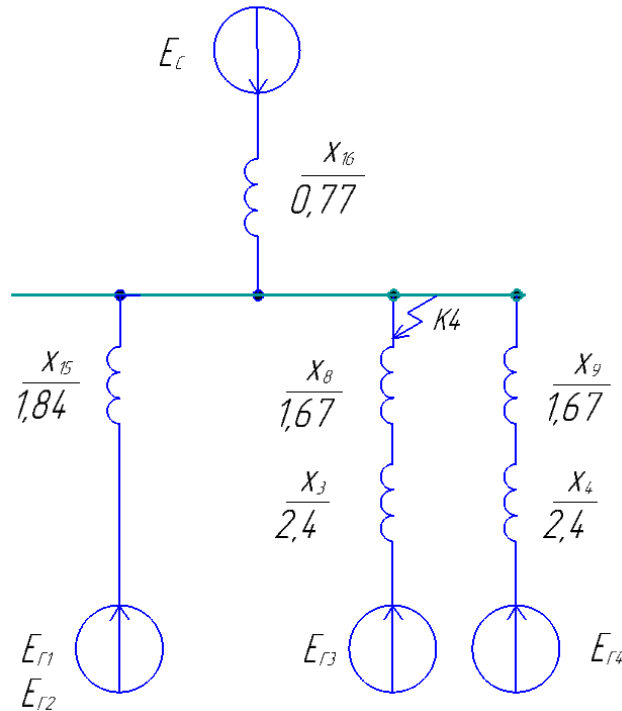


Рисунок 4.12 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К4

Упрощение схемы (рисунок 4.13)

$$x_{27} = \frac{x_{15} \cdot x_{16}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{1,84 \cdot 0,77}{1,84 + 0,77} = 0,54 \text{ o.e.}$$

$$x_{12} = x_3 + x_8 = 2,4 + 1,67 = 4,07 \text{ o.e.}$$

$$x_{13} = x_4 + x_9 = 2,4 + 1,67 = 4,07 \text{ o.e.}$$

Приведение схемы к простейшей (рисунок 4.14):

$$x_{28} = \frac{x_{27} \cdot x_{13}}{x_{27} + x_{13}} = \frac{0,54 \cdot 4,07}{0,54 + 4,07} = 0,48 \text{ o.e.}$$

Расчет сверхпереходного тока от питающих элементов системы (по формуле (4.6)):

$$I_{\Gamma 3(\delta)}'' = \frac{1}{4,07} = 0,25 \text{ o.e.}$$

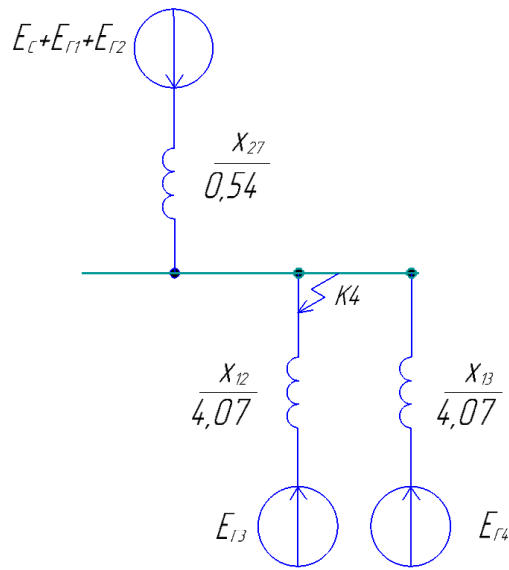


Рисунок 4.13 – Упрощенная схема замещения для расчета тока КЗ в точке К4

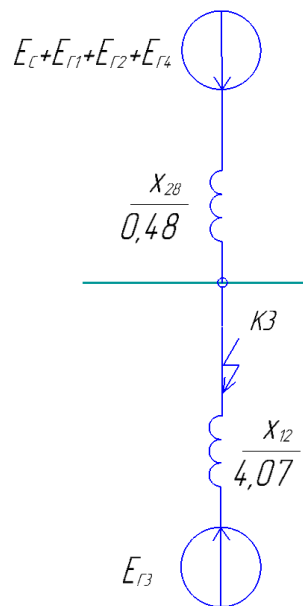


Рисунок 4.14 – Простейшая схема замещения для расчета тока КЗ в точке К4

Расчет сверхпереходного тока от питающих элементов системы (по формуле (4.6)):

$$I_{C,Г1,Г2,Г4(б)}'' = \frac{E_{C,Г1,Г2,Г4}}{x_{28}} = \frac{1}{0,48} = 2,08 \text{ о.е.}$$

Так как точка К3 находится на высокой стороне, базисный ток равен (по формуле (4.7)):

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

Перевод в именованные единицы (по формуле (4.8)):

$$I_{Г3} = 0,25 \cdot 5,02 = 1,26 \text{ кА}$$

$$I_{C,Г1,Г2,Г4} = 2,08 \cdot 5,02 = 10,44 \text{ кА}$$

Суммарный ток К3 в точке К2 по формуле (4.9):

$$I_{n,К4} = 1,26 + 10,44 = 11,7 \text{ кА}$$

4.2 Расчет ударных токов К3

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\phi K_n} = \sqrt{2} \cdot K_{y\phi K_n} \cdot I_{nK_n} \quad (4.11)$$

Расчет ударного тока в точке К1:

$$i_{y\phi K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,7 = 29,78 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока в точке К2:

$$i_{y\phi K2} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 103,55 = 284,1 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока в точке К3:

$$i_{y\phi K3} = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 102,26 = 279,1 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока в точке К4:

$$i_{y\phi K4} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,7 = 29,78 \text{ кА}$$

4.3 Расчет несимметричных токов КЗ

Расчет несимметричных токов КЗ в точке К1:

Используем схему изображенную на рисунке 4.4 и приведем ее к простейшей (рисунок 4.15), эта схема будет соответствовать схеме прямой последовательности (далее ПП):

$$\frac{1}{x_{1\Sigma}} = \frac{1}{x_{15}} + \frac{1}{x_{16}} + \frac{1}{x_{17}} = \frac{1}{1,84} + \frac{1}{0,77} + \frac{1}{2,04} = 2,33 \text{ о.е.}$$

$$x_{1\Sigma} = \frac{1}{2,33} = 0,43$$

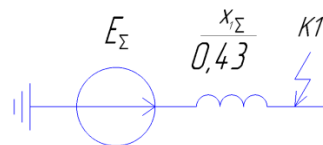


Рисунок 4.15 – Расчетная схема прямой последовательности для точки К1

Схема обратной последовательности (далее ОП) такая же как схема прямой последовательности, но отсутствуют ЭДС (рисунок 4.16). Поскольку схемы ПП и ОП одинаковы, то $x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 0,43$



Рисунок 4.16 – Расчетная схема обратной последовательности для точки К1

Далее составляется схема нулевой последовательности (далее НП) (рисунок 4.17), и рассчитываются ее параметры

В схеме НП сопротивление линии изменится, так как на ней имеется грозозащитный трос. Параметры линии отображены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры воздушной линии

| ВЛ | Число цепей | Наличие троса | $\frac{x_0}{x_1}$ | x_1 | x_0 |
|----|-------------|---------------|-------------------|-------|-------|
| Л | 1 | Да | 3,0 | 0,3 | 0,9 |

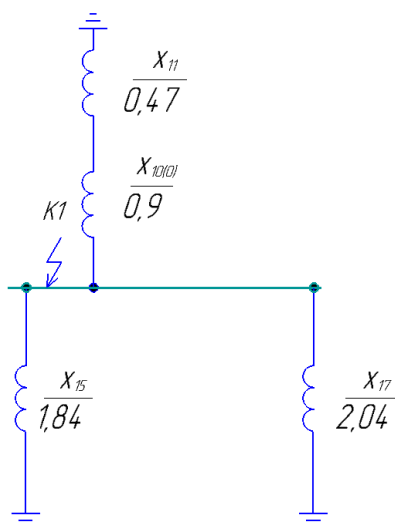


Рисунок 4.17 – Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности

Далее производится упрощение схемы замещения (рисунок 4.18)

$$x_{29} = x_{10(0)} + x_{11} = 0,9 + 0,47 = 1,37 \text{ о.е.}$$

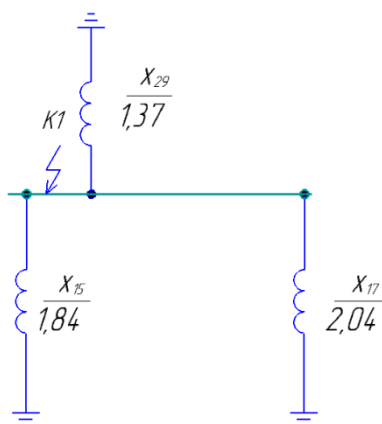


Рисунок 4.18 – Упрощенная схема замещения

Упрощенная схема замещения приводится к простейшей схеме (рисунок 4.19)

$$\frac{1}{x_{0\Sigma}} = \frac{1}{x_{15}} + \frac{1}{x_{29}} + \frac{1}{x_{17}} = \frac{1}{1,84} + \frac{1}{1,37} + \frac{1}{2,04} = 1,76 \text{ o.e.}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{1}{1,76} = 0,57 \text{ o.e.}$$



Рисунок 4.19 – Простейшая схема замещения НП для тока К1

Далее рассчитывается самое тяжелое несимметричное КЗ в точке К1, для этого составляется таблица 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов несимметричных КЗ в точке К1

| КЗ | x_{Δ} | $I_{1(\phi)}$ | m | $I_{\phi(\phi)}$ | I_{ϕ} | K_T |
|-------------|--------------|---------------|------------|------------------|------------|-------|
| $K^{(1)}$ | 1 | 0,7 | 3 | 2,1 | 10,54 | 0,9 |
| $K^{(2)}$ | 0,43 | 1,16 | $\sqrt{3}$ | 2,01 | 10,09 | 0,86 |
| $K^{(1,1)}$ | 0,25 | 1,47 | 1,5 | 2,21 | 11,09 | 0,95 |
| $K^{(3)}$ | 0 | 2,33 | 1 | 2,33 | 11,7 | 1 |

При несимметричном КЗ между аварийной фазой и землей возникает дополнительное сопротивление, которое необходимо рассчитать и учесть.

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} \quad (4.12)$$

$$x_{\Delta}^{(1)} = 0,43 + 0,57 = 1 \text{ o.e.}$$

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{2\Sigma} \quad (4.13)$$

$$x_{\Delta}^{(2)} = 0,43 \text{ o.e.}$$

$$x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \quad (4.14)$$

$$x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{0,43 \cdot 0,57}{0,43 + 0,57} = 0,25 \text{ o.e.}$$

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{\Delta}^{(1,1)}}{x_{\Delta}^{(1)}}} \quad (4.15)$$

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,25}{1}} = 1,5$$

По правилу эквивалентности прямой последовательности мы можем рассчитать:

Ток прямой последовательности:

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(n)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{n\Sigma} + x_{\Delta}^{(n)}} \quad (4.16)$$

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(1)} = \frac{1}{0,43 + 1} = 0,7 \text{ o.e.}$$

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(2)} = \frac{1}{0,43 + 0,43} = 1,16 \text{ o.e.}$$

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(1,1)} = \frac{1}{0,43 + 0,25} = 1,47 \text{ o.e.}$$

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(3)} = \frac{1}{0,43 + 0} = 2,33 \text{ o.e.}$$

Фазный ток в каждой ветви схемы:

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(n)} = m \cdot I_{1(\bar{\sigma})}^{(n)} \quad (4.17)$$

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(1)} = 3 \cdot 0,7 = 2,1 \text{ o.e.}$$

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,16 = 2,01 \text{ o.e.}$$

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(1,1)} = 1,5 \cdot 1,47 = 2,21 \text{ o.e.}$$

$$I_{\phi^{(6)}}^{(3)} = 1 \cdot 2,33 = 2,33 \text{ о.е.}$$

Так как ток был получен в базисных единицах, приводим его к именованным.

Расчет ведется на стороне ВН поэтому базисный ток равен (по формуле (4.7)):

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

$$I_{\phi}^{(n)} = I_{\phi^{(6)}}^{(n)} \cdot I_{\sigma} \quad (4.18)$$

$$I_{\phi}^{(1)} = 2,1 \cdot 5,02 = 10,54 \text{ кА}$$

$$I_{\phi}^{(2)} = 2,01 \cdot 5,02 = 10,09 \text{ кА}$$

$$I_{\phi}^{(1,1)} = 2,21 \cdot 5,02 = 11,09 \text{ кА}$$

$$I_{\phi}^{(3)} = 2,33 \cdot 5,02 = 11,7 \text{ кА}$$

Далее рассчитываем коэффициенты тяжести аварии:

$$K_T^{(n)} = \frac{I_{\phi}^{(n)}}{I_{\phi}^{(3)}} \quad (4.19)$$

$$K_T^{(1)} = \frac{10,54}{11,7} = 0,9$$

$$K_T^{(2)} = \frac{10,09}{11,7} = 0,86$$

$$K_T^{(1,1)} = \frac{11,09}{11,7} = 0,95$$

$$K_T^{(3)} = \frac{11,7}{11,7} = 1$$

Расчет несимметричных токов КЗ в точке К2:

Используем схему, изображенную на рисунке 4.8, и приведем ее к простейшей (рисунок 4.20), эта схема будет соответствовать схеме ПП.

$$x_{1\Sigma} = \frac{x_2 \cdot x_{24}}{x_2 + x_{24}} = \frac{1,44 \cdot 2,29}{1,44 + 2,29} = 0,88 \text{ о.е.}$$

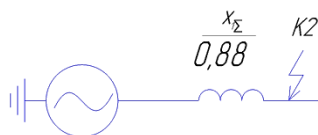


Рисунок 4.20 – Расчетная схема прямой последовательности для точки K2

Схема ОП соответствует схеме прямой последовательности, но отсутствуют ЭДС (рисунок 4.21). Поскольку схемы ПП и ОП одинаковы, то $x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 0,88$



Рисунок 4.21 – Расчетная схема обратной последовательности для точки K2

Далее аналогично точке K1 составляется схема НП (рисунок 4.22).

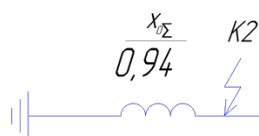


Рисунок 4.22 – Простейшая схема замещения НП для тока K1

Далее рассчитывается самое тяжелое несимметричное КЗ в точке K2, для этого составляется таблица:

При несимметричном КЗ между аварийной фазой и землей возникает дополнительное сопротивление, которое необходимо рассчитать.

Таблица 4.3 – Результаты расчетов несимметричных КЗ в точке К2

| КЗ | x_{Δ} | $I_{1(\bar{\sigma})}$ | m | $I_{\phi(\bar{\sigma})}$ | I_{ϕ} | K_T |
|-------------|--------------|-----------------------|------------|--------------------------|------------|-------|
| $K^{(1)}$ | 1,82 | 0,37 | 3 | 1,11 | 101,72 | 0,98 |
| $K^{(2)}$ | 0,88 | 0,57 | $\sqrt{3}$ | 0,99 | 90,72 | 0,88 |
| $K^{(1,1)}$ | 0,45 | 0,75 | 1,28 | 0,96 | 87,97 | 0,85 |
| $K^{(3)}$ | 0 | 1,13 | 1 | 1,13 | 103,55 | 1 |

Расчет ведется по формулам (4.12)-(4.19)

$$x_{\Delta}^{(1)} = 0,88 + 0,94 = 1,82 \text{ о.е.}$$

$$x_{\Delta}^{(2)} = 0,88 \text{ о.е.}$$

$$x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{0,88 \cdot 0,94}{0,88 + 0,94} = 0,45 \text{ о.е.}$$

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,45}{1}} = 1,28$$

По правилу эквивалентности прямой последовательности мы можем рассчитать:

Ток прямой последовательности:

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(1)} = \frac{1}{0,88 + 1,82} = 0,37 \text{ о.е.}$$

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(2)} = \frac{1}{0,88 + 0,88} = 0,57 \text{ о.е.}$$

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(1,1)} = \frac{1}{0,88 + 0,45} = 0,75 \text{ о.е.}$$

$$I_{1(\bar{\sigma})}^{(3)} = \frac{1}{0,88 + 0} = 1,13 \text{ о.е.}$$

Фазный ток в каждой ветви схемы:

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(1)} = 3 \cdot 0,37 = 1,11 \text{ о.е.}$$

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,57 = 0,99 \text{ о.е.}$$

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(1,1)} = 1,28 \cdot 0,75 = 0,96 \text{ о.е.}$$

$$I_{\phi(\bar{\sigma})}^{(3)} = 1 \cdot 1,13 = 1,13 \text{ о.е.}$$

Так как ток был получен в базисных единицах, приводим его к именованным:

Расчет ведется на стороне НН поэтому базисный ток равен:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

$$I_{\phi}^{(1)} = 1,11 \cdot 91,64 = 101,72 \text{ кА}$$

$$I_{\phi}^{(2)} = 0,99 \cdot 91,64 = 90,72 \text{ кА}$$

$$I_{\phi}^{(1,1)} = 0,96 \cdot 91,64 = 87,97 \text{ кА}$$

$$I_{\phi}^{(3)} = 1,13 \cdot 91,64 = 103,55 \text{ кА}$$

Далее рассчитываем коэффициенты тяжести аварии (по формуле (4.19)):

$$K_T^{(1)} = \frac{101,72}{103,55} = 0,98$$

$$K_T^{(2)} = \frac{90,72}{103,55} = 0,88$$

$$K_T^{(1,1)} = \frac{87,97}{103,55} = 0,85$$

$$K_T^{(3)} = \frac{103,55}{103,55} = 1$$

5 Выбор электрических аппаратов

5.1 Выбор выключателей

1. На стороне 110 кВ:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н(ВН)}}} \quad (5.1)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,3 \text{ A}$$

$$B_K = (I_{\text{но}})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (5.2)$$

$$B_K = 11,7^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 34,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (5.3)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 11,7 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 8,22 \text{ кА}$$

Таблица 5.1 – Проверка выключателя 100-STMT-40 У1

| | |
|--|--|
| $U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\max} = 562,3 \text{ A}$ | $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ A}$ |
| $I_{\text{но}}^{(3)} = 11,7 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{ат}} = 8,22 \text{ кА}$ | $i_{\text{а.ном}} = 25,46 \text{ кА}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 11,7 + 8,22 = 24,77 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 82,02 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{но}}^{(3)} = 11,7 \text{ кА}$ | $I_{\text{прс}} = 40 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}} = 29,78 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 102 \text{ кА}$ |
| $B_K = 34,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель 100-SMTF-40E У1 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя на сторону 110 кВ, так как он удовлетворяет всем требованиям.

2. На стороне 6 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Г}} \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н(ВН)}}} \quad (5.4)$$

$$I_{\max} = \frac{78750 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 14435 \text{ A}$$

$$B_K = 103,55^2 \cdot (0,07 + 0,12) = 2037,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 103,55 \cdot e^{\frac{0,06}{0,12}} = 19,82 \text{ кА}$$

Таблица 5.2 – Проверка выключателя FKG1X У1

| | |
|--|---|
| $U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ |
| $I_{\max} = 14435 \text{ A}$ | $I_{\text{ном}} = 17000 \text{ A}$ |
| $I_{\text{но}}^{(3)} = 103,55 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.ном}} = 120 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{ат}} = 19,82 \text{ кА}$ | $i_{\text{а.ном}} = 33,94 \text{ кА}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 103,55 + 19,82 = 166,26 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 203,65 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{но}}^{(3)} = 103,55 \text{ кА}$ | $I_{\text{прс}} = 120 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}} = 284,1 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 330 \text{ кА}$ |
| $B_K = 2037,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 2880 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель FKG1N У1 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя на сторону 6 кВ, так как он удовлетворяет всем требованиям.

5.2 Выбор трансформаторов тока

1. На стороне 110 кВ (по формуле (5.1)):

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,3 \text{ A}$$

Таблица 5.3 – Проверка трансформатора тока ТОГФ-110-600/5

| | |
|---|--|
| $U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\max} = 562,3 \text{ A}$ | $I_{\text{ном}} = 600 \text{ A}$ |
| $i_{\text{уд}} = 29,78 \text{ кА}$ | $i_{\text{о}} = 80 \text{ кА}$ |
| $B_K = 34,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 198,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Трансформатор ТОГФ-110-600/5 проверен и выбран правильно

2. На стороне 6 кВ (по формуле (5.4)):

$$I_{\max} = \frac{78750 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 14435 \text{ A}$$

Таблица 5.4 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-6-16000/5

| | |
|---|--|
| $U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ |
| $I_{\max} = 14435 \text{ A}$ | $I_{\text{ном}} = 16000 \text{ A}$ |
| $i_{\text{уд}} = 284,1 \text{ кА}$ | $i_{\text{о}} = 330 \text{ кА}$ |
| $B_K = 2037,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 7220 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

В блоки генератор – трансформатор (по формуле (5.4)):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н(НН)}}} = \frac{62500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5727,7 \text{ A}$$

Таблица 5.5 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-6-6000/5

| | |
|--|--|
| $U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 5727,7 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} = 284,1 \text{ кА}$ | $i_{\text{д}} = 330 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 2037,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 7220 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

5.3 Выбор трансформаторов напряжения

1. На стороне 110 кВ:

Принимается к установке трансформатор напряжения ЗНОЛ-110-400, класса точности 0,5.

2. На стороне 6 кВ:

Принимается к установке трансформатор напряжения ЗНОЛ-6-250.

5.4 Выбор разъединителей

На стороне 110 кВ:

Таблица 5.6 – Проверка разъединителя РДЗ-110/1000 УХЛ1.

| | |
|--|--|
| $U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 562,3 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{но}}^{(3)} = 11,7 \text{ кА}$ | $I_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}} = 29,78 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 203,65 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 34,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 80^2 \cdot 0,2 = 1280 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Разъединитель РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (РДЗ-1-110/1000 УХЛ1) проверен и выбран правильно.

На стороне 6 кВ:

В ячейки фидеров принимаются разъединители марки РВ 6/630.

6 Расчет релейной защиты

6.1 Расчет релейной защиты силового трансформатора ТДН-80000/110

Таблица 6.1 – Расчет релейной защиты по полному диапазону регулирования

| Наименование величины | Расчетная формула | Численное значение для стороны, кВ | |
|---|--|--|---|
| | | 115 | 6 |
| Номинальный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А | $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ | $I_{ном} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 401,6$ | $I_{ном} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 7331,4$ |
| Коэффициент трансформации трансформатора тока | K_I | $K_I = 600/5$ | $K_I = 16000/5$ |
| Вторичный ток в плечах защиты, А | $I_{ном,6} = \frac{I_{ном}}{K_I}$ | $I_{ном,6} = \frac{401,6}{600/5} = 3,35$ | $I_{ном,6} = \frac{7331,4}{16000/5} = 2,29$ |
| Принятые значения | $I_{ном,ВН} \quad I_{ном,НН}$ | 3,35 | 2,29 |
| Размах РПН, % | Размах РПН | 16 | |

Реальным диапазоном регулирования напряжения является диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ, середина диапазона равна:

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

Это значение принимаем за $U_{отн}$, дальнейший расчет сведен в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет релейной защиты по реальному диапазону регулирования

| Наименование величины | Расчетная формула | Численное значение для стороны, кВ | |
|---|--|---|---|
| | | 115 | 6 |
| Номинальный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А | $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ | $I_{ном} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 111,25} = 415,2$ | $I_{ном} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 7331,4$ |
| Коэффициент трансформации трансформатора тока | K_I | $K_I = 600/5$ | $K_I = 16000/5$ |
| Вторичный ток в плечах защиты, А | $I_{ном,6} = \frac{I_{ном}}{K_I}$ | $I_{ном,6} = \frac{415,2}{600/5} = 3,46$ | $I_{ном,6} = \frac{7331,4}{16000/5} = 2,29$ |
| Принятые значения | $I_{ном,ВН} \quad I_{ном,НН}$ | 3,46 | 2,29 |
| Размах РПН, % | Размах РПН | $\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13$ | |

Дифференциальная отсечка

$$I_{кз.вн.макс} = \frac{I_{кз.ВН}^{(3)}}{I_{ном.ВН}} \quad (6.1)$$

$$I_{кз.вн.макс} = \frac{11700}{401,6} = 29,2$$

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.макс} \quad (6.2)$$

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 29,2 = 24,53$$

Принимаем уставку отсечки 25.

Расчет уставки сигнала перегрузки

$$I_{с.з} = 1,05 \cdot \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{воз}} \quad (6.3)$$

$$I_{с.з,ВН} = 1,05 \cdot \frac{1,05 \cdot 3,46}{0,95} = 4,02$$

$$I_{с.з,НН} = 1,05 \cdot \frac{1,05 \cdot 2,29}{0,95} = 2,66$$

6.2 Расчет релейной защиты силового трансформатора ТД-63000/110

Таблица 6.3 – Расчет релейной защиты трансформатора ТД-63000/110

| Наименование величины | Расчетная формула | Численное значение для стороны, кВ | |
|---|--|--|---|
| | | 115 | 6 |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Номинальный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А | $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ | $I_{ном} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3$ | $I_{ном} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5773,5$ |
| Коэффициент трансформации трансформатора тока | K_I | $K_I = 600/5$ | $K_I = 6000/5$ |

Продолжение таблицы 6.3

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|-----------------------------------|--|--|
| Вторичный ток в плечах защиты, А | $I_{ном,в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$ | $I_{ном,в} = \frac{316,3}{600/5} = 2,64$ | $I_{ном,в} = \frac{5773,5}{6000/5} = 4,81$ |
| Принятые значения | $I_{ном,ВН} \quad I_{ном,НН}$ | 2,64 | 4,81 |

Дифференциальная отсечка (по формулам (6.1)-(6.2)):

$$I_{кз.вн.макс} = \frac{11700}{316,3} = 37$$

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 37 = 31,1$$

Принимаем уставку отсечки 32.

Расчет уставки сигнала перегрузки (по формуле (6.3))

$$I_{с.з,ВН} = 1,05 \cdot \frac{1,05 \cdot 2,64}{0,95} = 3,06$$

$$I_{с.з,НН} = 1,05 \cdot \frac{1,05 \cdot 4,81}{0,95} = 5,58$$

Заключение

В ходе данной работы был выполнен расчет электрической нагрузки ГРУ 6 кВ и части ЗРУ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ. Также выбран тип, число и мощность силовых трансформаторов связи.

Старые трансформаторы связи ТДТНГ-75000/110 были заменены, так как физически и морально устарели. При выборе новых трансформаторов связи было выявлено, что требуются трансформаторы мощностью не менее 160 МВА. Таких трансформаторов на данные классы напряжения не выпускается, поэтому было принято решение об объединении двух генераторов в блоки с трансформаторами. В блоках генератор-трансформатор были установлены трансформаторы марки ТД-63000/110. В качестве трансформаторов связи приняты трансформаторы марки ТДН-80000/110.

Также был произведен расчет токов короткого замыкания. Как показал расчет, самым опасным является трехфазное короткое замыкание. По этому значению проводился дальнейший выбор электрооборудования.

Подводя итоги данной работы, можно выделить следующие положительные эффекты от реконструкции:

1. Повышение надежности схемы
2. Снятие ограничения по мощности на турбогенераторах ТГ-3 и ТГ-4

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. – М.: Министерство энергетики РФ, 2016.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2012.
3. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2013. – 448.
4. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов – М.: Форум, Инфра-М, 2013.
5. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. – М.: Солон-Пресс, 2014 г.
6. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева. – М.: Кнорус, 2013.
7. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие. – Томск: Томский политехнический университет, 2015.
8. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск: ИВЦ Минфина, 2015.
9. Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов. – М.: Книга по Требованию, 2013. - 624 с.
10. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е издание. – М.: БХВ, 2013.
11. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – М.: Логос, 2014.

12. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М. : Форум-Инфра-М, 2014.
13. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М. : Академия, 2013.
14. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Методическое пособие для студентов высшего профессионального образования / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков – М.: Издательский центр «Директ-Медиа», 2014. - 337 с.
15. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2014 - 217с.
16. Ting, W. A New Frequency Domain Method for the Harmonic Analysis of power system with Arc Furnace / W. Ting, S. Wennan, Z. Yao. // 4th international conference on advances in power system control.- 2015.- P. 552–555.
17. Gosbell, V. Harmonic distortion in the electric supply system / V. Gosbell S. Perera, V. Smith. // Integral Energy Power Quality Centre : Technical Note. - 2013. - No. 4. - P. 10.
18. Taylor, Ch. Electric Furnace Steelmaking / Ch.R. Taylor, C.C. Custer. – London: Iron & Steel Society, 2015. – 317 p.
19. Lundquist, J. On Harmonic Distortion in Power Systems /J. Lundquist - Department of Electric Power Engineering : Technical report no. 371L. - Göteborg, 2014. – 253 p.
20. Naranjo, R.D. Advanced Melting Technologies: Energy Saving Concepts and Opportunities for the Metal Casting Industry /R.D. Naranjo. – Maryland: BCS Incorporated, 2015. – 174 p.