



## **Аннотация**

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, графической части и приложений. Пояснительная записка включает 65 листов расчётов и описания, 8 таблиц, 9 рисунков.

Графическая часть работы выполнена на листах формата А1.

На первом листе приводится чертеж ген план завода. На втором — конструктивный чертеж (план и разрез) ГПП. На третьем листе схема электрическая принципиальная соединений ГПП. Четвертый лист- схема электрическая принципиальная сети 10 кВ. Пятый лист- силовая ячейка КРУ-СЭЩ-70. Шестой – вакуумный выключатель ВВП-110-31,5/2000У1и девять приложений.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Краткое описание технологического процесса проектируемого объекта с указанием категорийности приемников электроэнергии и классификации сред помещений.....	6
2. Выбор напряжения заводской распределительной сети.....	8
3. Расчет электрических нагрузок остальных цехов промпредприятия в целом.....	9
4. Определение числа, мощности и местоположения остальных цеховых подстанций с учетом компенсации реактивной мощности. Определение местоположения ГПП.....	12
5. Выбор и обоснование схемы внутризаводской сети.....	17
6. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	19
7. Расчет и выбор типов и мощностей компенсирующих устройств на ГПП с учетом компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ и обоснование их рационального распределения.....	21
8. Выбор схемы распределительного устройства ГПП.....	22
9. Расчет токов короткого замыкания.....	24
10. Выбор коммутирующей аппаратуры, трансформаторов тока, напряжения и собственных нужд. Проверка выбранной аппаратуры на термическую и динамическую устойчивость к токам короткого замыкания .....	31
11. Выбор и проверка сечений проводов, кабелей, шин и изоляторов на термическую и динамическую устойчивость к токам КЗ.....	40
12. Расчет релейной защиты и автоматики системы электроснабжения промпредприятия.....	46
13. Расчёт контура заземления ГПП. Расчёт молниезащиты ГПП.....	55
Заключение.....	63
Список использованных источников.....	64

Приложение А.....	66
Приложение Б.....	69
Приложение В.....	70
Приложение Г.....	71
Приложение Д.....	72
Приложение Ж.....	73
Приложение К.....	76
Приложение Л.....	79
Приложение М.....	80

## Введение

Электроэнергетика – одна из основных областей энергетики, которая обеспечивает электрофикацию в народном хозяйстве страны. В развитых странах технические средства электроэнергетики объединяются в автоматизированные и централизованно управляемые электроэнергетические системы.

В настоящее время без электроэнергии нашу жизнь невозможно представить. Основным потребителем электроэнергии остается промышленность.

Электроэнергия в промышленности необходима для выполнения технологических процессов, а также приведения в действие различных механизмов.

Система, необходимая для передачи, распределение и потребление электроэнергии на предприятии должна удовлетворять следующим требованиям:

- безопасность и экономичность,
- удобство и надежность в эксплуатации;
- надлежащее качество электроэнергии: уровней напряжения, стабильности частоты и т.д.

Для обеспечения этого созданы надежные и экономичные системы распределения электроэнергии для всех видов применяемого напряжения, с максимальным приближением высокого напряжения к потребителям.

## **1 Краткое описание технологического процесса проектируемого объекта с указанием категорийности приемников электроэнергии и классификации сред помещений**

Проектируемый завод ориентирован в основном на выпуск энергетического оборудования, необходимого для нормальной и надежной работы тепловых электростанций, работающих на твердом топливе, и электростанций. Кроме того, рассматриваемый завод ориентируется на выпуск оборудования для горнодобывающей, металлургической и строительной промышленности. Технологический процесс объединяет в единый комплекс целый ряд основных и вспомогательных цехов, основной продукцией которых являются: мельницы молотковые тангенциальные, мельницы валковые среднеходные, мельницы-вентиляторы, мельницы аровые барабанные, затворы штыковые гидравлические, циклоны, питатели скребковые, питатели комбинированные сырого топлива, гидротурбины и вспомогательное гидротурбинное оборудование, дымососы, конвейеры ленточные, конвейеры стационарные и катучие, ролики для ленточных конвейеров и др. виды оборудования. Технологический процесс состоит из целого ряда различных операций (металлообработка, термообработка, сварка, окраска и т.п.).

К основным потребителям электроэнергии на заводе относятся: металлообрабатывающие станки, печи сопротивления, вентиляторы и насосы. По надежности электроснабжения большинство из них относятся к электроприемникам второй категории.

Цеха №1, №2 – механические. По степени пожароопасности данные цеха относятся к классу П-II. Категория по надежности электроснабжения – II.

Цеха №3, №4 – механосборочные. По степени пожароопасности эти цеха относятся к классу П-II. Категория по надежности электроснабжения – II.

Цех №5 – литейный. По степени пожароопасности литейный цех относится к классу П-I. Категория по надежности электроснабжения – I.

Цех №6 – кузнечнопрессовый. По степени пожароопасности кузнечнопрессовый цех относится к классу П-I. Категория по надежности электроснабжения – II.

Цех №7 – термический. Степень пожароопасности – П-I. Категория по надежности электроснабжения – I.

Цех №8 – ремонтно-механический. Ремонт оборудования всех цехов производится ремонтно-механическим цехом и ремонтными отделениями (базами) производственных цехов, ремонт электрооборудования – электроремонтным цехом №9. Степень пожароопасности – П-II. Категория по надежности электроснабжения – II.

Цех №10 – инструментальный. Степень пожароопасности – П-II. Категория по надежности электроснабжения – II.

Немаловажную роль играет котельно-компрессорный цех №14, который обеспечивает предприятие горячей водой и сжатым воздухом для технологических целей. Степень пожароопасности – П-I. Категория по надежности электроснабжения – I.

Транспортный цех №11 осуществляет перевозку грузов и ремонт подвижного состава и автомобилей. Степень пожароопасности – П-II. Категория по надежности электроснабжения – III.

Модельный цех №12 Степень пожароопасности – П-I. Категория по надежности электроснабжения – III.

В гальваническом цехе №13 Степень пожароопасности – П-II. Категория по надежности электроснабжения – II.

Исходными данными для проектирования послужили: генплан завода с расположением цехов, нагрузки по цехам, категории нагрузок и помещений, сведения об источнике электроснабжения: напряжение, расстояние от источника до завода, мощность к.з.

## **2 Выбор напряжения заводской распределительной сети**

Распределительную сеть энергоемкого производства рекомендуется выполнять следующим образом:

- распределения электроэнергии на напряжении 110 кВ;
- распределения электроэнергии на напряжении 10 кВ.

Напряжение 35 кВ в качестве распределительного на данном предприятии применять не целесообразно в связи с отсутствием мощных и специфических электроприемников данного напряжения.

В качестве основного напряжения для распределения электроэнергии по территории предприятия рекомендуется напряжение 10 кВ, так-как оно является более экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ.

Напряжение 6 кВ применяется при преобладании на объекте электроприемников на 6 кВ. Таких электроприемников на данном предприятии не имеется, поэтому нет необходимости в применении напряжения 6 кВ.

Применение напряжения 10 кВ в качестве распределительного в данном проекте более целесообразно, поскольку номинальное напряжение на стороне ВН цеховых трансформаторных подстанций составляет 10 кВ, а также имеются высоковольтные синхронные двигатели, установленные в котельно-компрессорном цехе с номинальным напряжением 10 кВ.

Исходя из вышесказанного, принимается для проектируемого завода тяжелого машиностроения в качестве основного питающего напряжения напряжение 110 кВ, а в качестве распределительного – напряжение 10 кВ [8, с. 21].



### 3 Расчет электрических нагрузок остальных цехов промпредприятия в целом

Расчет производится по методу коэффициента спроса. Для определения расчетных нагрузок по этому методу необходимо знать установленную мощность  $P_{ном}$  группы приемников и коэффициенты мощности  $\cos\phi$  и спроса  $K_c$  данной группы, определяемые по справочным данным [2].

Средние максимальные нагрузки для цехов определяются по формулам:

$$P_{ср. max j} = K_u \cdot P_{ном. j}; \quad (3.1)$$

$$Q_{ср. max j} = P_{ср. max j} \cdot tg\phi \quad (3.2)$$

Расчетные мощности определяются через коэффициент спроса  $K_c$  по формулам:

$$P_{расч} = P_{уст} \cdot K_c; \quad (3.3)$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg\phi. \quad (3.4)$$

Расчет нагрузок механического цеха № 1 представлен ниже.

Для каждой группы электроприемников цеха находятся средняя активная и реактивная мощности за наиболее загруженную смену, а затем расчетные мощности – активная, реактивная и полная.

Металлообрабатывающие станки:

$$P_{ср. max1} = 2874 \cdot 0,16 = 459,840 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ср. max1} = 459,840 \cdot 1,33 = 611,587 \text{ кВАр.}$$

$$P_{расч1} = 2874 \cdot 0,2 = 574,800 \text{ кВт.}$$

$$Q_{расч1} = 574,800 \cdot 1,33 = 764,484 \text{ кВАр.}$$

Вентиляторы, калориферы:

$$P_{ср. max2} = 70 \cdot 0,65 = 45,500 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ср. max2} = 45,500 \cdot 0,75 = 34,125 \text{ кВАр.}$$

$$P_{расч2} = 70 \cdot 0,7 = 49 \text{ кВт.}$$

$$Q_{расч2} = 49 \cdot 0,75 = 36,750 \text{ кВАр.}$$

Подъемно-транспортные средства:

$$P_{ср. max3} = 83 \cdot 0,05 = 4,160 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp.max3} = 4,160 \cdot 1,73 = 7,197 \text{ кВАр.}$$

$$P_{расч3} = 83 \cdot 0,1 = 8,320 \text{ кВт.}$$

$$Q_{расч3} = 8,320 \cdot 1,73 = 14,394 \text{ кВАр.}$$

Осветительные установки:

$$P_{cp.max4} = 120 \cdot 0,85 = 102 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp.max4} = 102 \cdot 1,17 = 119,340 \text{ кВАр.}$$

$$P_{расч4} = 120 \cdot 0,95 = 114 \text{ кВт.}$$

$$Q_{расч4} = 114 \cdot 1,17 = 133,380 \text{ кВАр.}$$

Подводятся итоги по цеху:

$$P_{cp.max} = P_{cp.max1} + P_{cp.max2} + P_{cp.max3} + P_{cp.max4} . \quad (3.5)$$

$$P_{cp.max} = 459,840 + 45,500 + 4,160 + 102 = 611,500 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp.max} = Q_{cp.max1} + Q_{cp.max2} + Q_{cp.max3} + Q_{cp.max4} . \quad (3.6)$$

$$Q_{cp.max} = 611,587 + 34,125 + 7,197 + 119,340 = 772,249 \text{ кВАр.}$$

$$P_{расч} = P_{расч1} + P_{расч2} + P_{расч3} + P_{расч4} . \quad (3.7)$$

$$P_{расч} = 574,800 + 49 + 8,320 + 114 = 746,120 \text{ кВт.}$$

$$Q_{расч} = Q_{расч1} + Q_{расч2} + Q_{расч3} + Q_{расч4} . \quad (3.8)$$

$$Q_{расч} = 764,484 + 36,750 + 14,394 + 133,380 = 949,008 \text{ кВАр.}$$

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} . \quad (3.9)$$

$$S_{расч} = \sqrt{746,120^2 + 949,008^2} = 1207,191 \text{ кВА.}$$

Коэффициент использования  $K_u$  в целом для цеха определяется по формуле:

$$K_u = \frac{P_{cp.max}}{P_{уст}} . \quad (3.10)$$

$$K_u = \frac{611,500}{3147} = 0,194.$$

Коэффициент спроса  $K_c$  в целом для цеха определяется по формуле:

$$K_c = \frac{P_{расч}}{P_{уст}} . \quad (3.11)$$

$$K_c = \frac{746,120}{3147} = 0,237.$$

Аналогичным методом рассчитываются электрические нагрузки остальных цехов. При подведении итогов по заводу в целом учитывается также суммарная мощность высоковольтных синхронных двигателей, установленных в котельно-компрессорном цехе. Синхронные двигатели при этом рассматриваются как источники реактивной мощности. Поэтому расчетная величина реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями, берется со знаком минус. Результаты расчетов представлены в таблице (Приложение А).

Установленная мощность модельного цеха № 12 учитывается с нагрузкой заводоуправления, столовой и проходной №1.

Инженерно-лабораторный корпус питается от гальванического цеха №13, пожарная часть и проходная №2 – от транспортного цеха №11, медпункт – от литейного цеха №5.

Склад готовой продукции и гараж питаются от механосборочного (сварочного) цеха №4, склад сырья – от механосборочного цеха №3, склад инструмента – от инструментального цеха №10, проходная №3 – от ремонтно-механического цеха №8.

#### 4 Определение числа, мощности и местоположения остальных цеховых подстанций с учетом компенсации реактивной мощности. определение местоположения ГПП

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности  $\sigma_H$  нагрузки [4, с. 102] согласно выражению:

$$\sigma_H = \frac{S_p}{F} \quad (4.1)$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка цеха, кВА;  $F$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Определяются число и мощность трансформаторов для цеха № 1.

$$\sigma_H = \frac{1207,191}{5508} = 0,22 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}.$$

При плотности нагрузки напряжением 380 В до 0,3 кВА/м<sup>2</sup> целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 кВА [5, с. 40].

Минимальное число цеховых трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{ср.макс}}}{K_3 \times S_{\text{ном.Т}}} + \Delta N \quad (4.2)$$

где  $P_{\text{ср.макс}}$  - средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее загруженную смену, кВт;  $K_3$  - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;  $\Delta N$  - добавка до ближайшего целого числа.

$$N_{\min} = \frac{611,500}{0,8 \cdot 400} + 0,09 = 2,$$

где  $K_3 = 0,8$  принят по [11, с. 260].

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m, \quad (4.3)$$

где  $m$  – дополнительно установленные трансформаторы.

$$N_{\text{опт}} = 2 + 0 = 2.$$

Определяется номинальная мощность трансформатора по средней нагрузке за максимально загруженную смену по формуле:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{ср.маx}}{N \cdot K_3}, \quad (4.4)$$

где  $N$  – число трансформаторов;  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, принимается  $K_3 = 0,8$  [4, с. 103].

$$S_{ном.Т} = \frac{611,500}{2 \cdot 0,8} = 382,188кВА .$$

Таким образом, выбирается трансформатор типа ТМЗ-400/10/0,4.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ определяется по формуле:

$$Q_{маx.Т} = \sqrt{(N_{онт.} \cdot K_3 \cdot S_{ном.Т})^2 - P_{ср.маx}^2} \quad (4.5)$$

$$Q_{маx.Т} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 611,500^2} = 188,859кВАр .$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК) согласно формуле составит:

$$Q_{нк1} = Q_{ср.маx} - Q_{маx.Т}, \quad (4.6)$$

где  $Q_{ср.маx}$  – суммарная средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену при напряжении до 1 кВ.

$$Q_{нк1} = 772,249 - 188,859 = 583,390кВАр .$$

Дополнительная мощность  $Q_{нк2}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле :

$$Q_{нк2} = Q_{ср.маx} - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_{онт} \cdot S_{ном.Т}, \quad (4.7)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, принимается  $\gamma = 0,55$  [4, с. 108].

$$Q_{нк2} = 772,249 - 583,390 - 0,55 \cdot 2 \cdot 400 = -251,141кВАр .$$

Следовательно, дополнительная мощность НБК не требуется, так как  $Q_{нк2} < 0$ .

Таким образом, суммарная расчетная мощность конденсаторных батарей низшего напряжения определяем по формуле:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad (4.8)$$

где  $Q_{нк1}$  и  $Q_{нк2}$  – суммарные мощности НБК, определенные на двух этапах расчета, кВт.

$$Q_{нк} = 583,390 + 0 = 583,390 \text{кВАр}.$$

Следовательно, выбираются конденсаторные установки типа: АКУ-0,4-300-50-УХЛ4 в количестве 2 шт.

Рассчитывается средняя полная мощность с учетом мощности компенсирующих устройств по формуле:

$$S_{ср.маx} = \sqrt{P_{ср.маx}^2 + (Q_{ср.маx} - Q_{КВН})^2}. \quad (4.9)$$

$$S_{ср.маx} = \sqrt{611,500^2 + (772,249 - 600)^2} = 635,297 \text{кВА}.$$

Определяется номинальная мощность трансформатора  $S_{ном.Т}$  по средней максимальной нагрузке с учетом суммарной мощности выбранных конденсаторных установок:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{ср.маx}}{N \cdot K_3}. \quad (4.10)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{635,297}{2 \cdot 0,8} = 397,061 \text{кВА}.$$

Тогда действительный коэффициент загрузки трансформатора согласно формуле (4.10) составит:

$$K_{з.д} = \frac{635,297}{400 \cdot 2} = 0,794.$$

Таким образом, выбирается комплектная трансформаторная подстанция типа 2 КТП-400/10/0,4-72УЗ с трансформаторами ТМЗ-400/10/0,4.

Расчет остальных цехов промпредприятия проводится аналогично. Результаты расчетов представлены в таблице (Приложение Б).

Далее производится выбор низковольтных конденсаторных установок. Результаты выбора представлены в таблице (Приложение В).

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определяются по формулам:

$$\Delta P_T = \Delta P_{K3} \cdot K_3^2 + \Delta P_{XX}; \quad (4.11)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{ном.Т}}{100} \cdot u_K \cdot K_3^2 + i_{XX}, \quad (4.12)$$

где  $\Delta P_{K3}$ , кВт;  $\Delta P_{XX}$ , кВт;  $u_K$ , %;  $i_{XX}$ , % - соответственно потери короткого замыкания, потери холостого хода, напряжение короткого замыкания и ток холостого хода – каталожные данные трансформатора, определяемые по [9].

Расчетные величины низковольтных нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах определяются по формулам:

$$P_p = P_{cp.max} + \Delta P_T; \quad (4.13)$$

$$Q_p = Q_{cp.max} + \Delta Q_T. \quad (4.14)$$

Расчетная нагрузка на стороне высокого напряжения цеховой трансформаторной подстанции с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_{cp.max} + \Delta P_T)^2 + (Q_{cp.max} + \Delta Q_T - Q_{KVH})^2}. \quad (4.15)$$

Ниже представлен расчет для цеха №1.

$$\Delta P_T = 5,5 \cdot 0,794^2 + 1,46 = 4,927 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_T = (400/100) \cdot 4,5 \cdot 0,794^2 + 2,1 = 13,448 \text{ кВАр}.$$

$$S_p = \sqrt{(611,500 + (4,927 \cdot 2))^2 + (772,249 + (13,448 \cdot 2) - 600)^2} = 652,487 \text{ кВА}.$$

Для остальных цехов расчет производится аналогично. Результаты расчетов представлены в таблице (Приложение Г).

В цехах устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции, изготовленные в городе Санкт-Петербург.

Далее для каждой цеховой трансформаторной подстанции определяют нескомпенсированную реактивную нагрузку  $Q_{н.с.}$  по формуле:

$$Q_{н.с.} = Q_p - Q_{кун} + \Delta Q_m, \quad (4.16)$$

где  $Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка цеховой трансформаторной подстанции, определяемая в разделе 3, кВАр;  $Q_{кун}$  – номинальная мощность

компенсирующего устройства для данной цеховой трансформаторной подстанции, кВАр;  $\Delta Q_m$  – потери реактивной мощности в трансформаторах цеховой подстанции, кВАр.

Для ТП1 некомпенсированная реактивная мощность согласно выражению (4.16) составит:

$$Q_{н.с.} = 949,008 - 600 + 26,896 = 375,904 \text{ кВАр.}$$

Таким же способом рассчитывается некомпенсированная реактивная мощность для остальных трансформаторных подстанций. Результаты расчетов представлены в таблице (Приложение Д).

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров главной понизительной подстанции (ГПП) обуславливается величиной и характером электрических нагрузок предприятия и размещением их на генплане.

Для определения местоположения ГПП рассчитывается центр электрических нагрузок. Его координаты определяются по формулам:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_{Pi}} ; \quad (4.17)$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_{Pi}}, \quad (4.18)$$

где  $S_{Pi}$  – расчетная мощность  $i$ -го цеха, кВА;  $x_i, y_i$  – координаты цеховой трансформаторной подстанции  $i$ -го цеха, мм.

$$x = \frac{1204,497 \cdot 318,992 + 699,945 \cdot 456,862 + 2563,201 \cdot 642,258 + \dots}{1204,497 + 699,945 + 2563,201 + \dots} = 464,121 \text{ мм.}$$

$$y = \frac{1204,497 \cdot 432,915 + 699,945 \cdot 406,032 + 2563,201 \cdot 412,657 + \dots}{1204,497 + 699,945 + 2563,201 + \dots} = 332,437 \text{ мм.}$$

С учетом розы ветров и свободного места определяется конечное положение ГПП. Расположение ГПП на территории завода показано на генплане.



## 5 Выбор и обоснование схемы внутриводской сети

В электрических сетях 10(6) кВ применяются радиальные, магистральные и смешанные схемы

Котельно-компрессорный цех проектируемого завода целесообразно запитать по радиальной схеме, так как данный цех является потребителем первой категории. Учитывая то, что в котельно-компрессорном цехе имеются также высоковольтные синхронные двигатели типа СТД-800-23УХЛ4, возникает необходимость установки распределительного пункта 10 кВ, от которого запитываются два трансформатора, каждый мощностью 630 кВА и высоковольтные двигатели.

Одиночные магистрали с односторонним питанием (рис. 5.2) применяются для питания однострансформаторных подстанций [8, с. 36]. Таким образом, трансформаторные подстанции механического цеха №2, ремонтномеханического цеха №8, электроремонтного цеха №9, транспортного цеха №11 и модельного цеха №12 проектируемого предприятия запитываются по данной схеме.

Для питания двухтрансформаторных подстанций с электроприемниками первой и второй категорий применяются более надежные схемы распределения электроэнергии – с двойными магистралями [8, с. 37]. Схема с двойной сквозной магистралью с односторонним питанием представлена на рис. 5.3. Каждая магистраль получает питание от разных секций шин РУ 10(6) кВ главной понизительной подстанции. Следовательно, трансформаторные подстанции механического цеха №1, механосборочного цеха №3, механосборочного (сварочного) цеха №4, литейного цеха №5, кузнечнопрессового цеха №6, термического цеха №7, инструментального цеха №10 и гальванического цеха № 13 целесообразно запитать по схеме с двойной сквозной магистралью с односторонним питанием.

Таким образом, схема внутриводской сети проектируемого промышленного предприятия имеет смешанный характер.

На проектируемом предприятии имеются цеха с одотрансформаторными подстанциями, требующие взаиморезервирования на стороне 0,4 кВ. К таким цехам относятся: механический цех №2, ремонтномеханический цех №8, электроремонтный цех №9, транспортный цех №11, модельный цех №12. Следовательно, трансформаторная подстанция ремонтномеханического цеха №8 резервирует трансформаторную подстанцию электроремонтного цеха №9 на стороне 0,4 кВ, трансформаторная подстанция литейного цеха №5 резервирует трансформаторную подстанцию модельного цеха №12, трансформаторная подстанция транспортного цеха №11 резервирует трансформаторную подстанцию механического цеха №2 с учетом того, что электроприемники третьей категории механического цеха №2 отключают на время, необходимое для устранения причин перерыва в электроснабжении, но не более 1 сут., согласно ПУЭ.

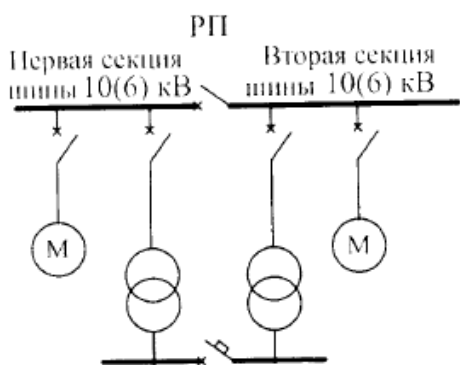


Рисунок 5.1 - Радиальная схема питания ТП 10 кВ

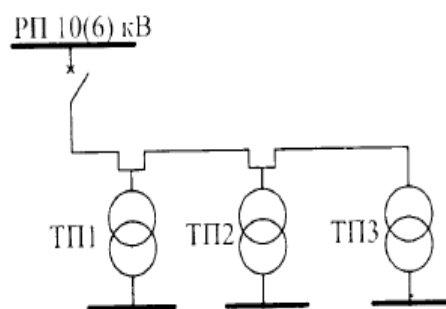


Рисунок 5.2 - Одиночная магистраль с односторонним питанием

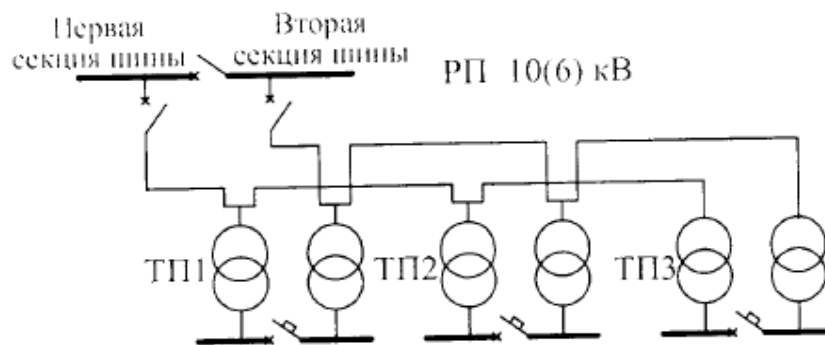


Рисунок 5.3 - Двойная сквозная магистраль с односторонним питанием

## 6 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

В выпускной квалификационной работе ГПП выполняется двухтрансформаторной, так как на предприятии имеются потребители первой и второй категории, которые составляют основную нагрузку по заводу. Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчетной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы. Мощность трансформаторов ГПП следует выбирать такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй принял нагрузку предприятия с учетом перегрузки, допускаемой в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории [5, с. 27]. Расчет выполняется согласно рекомендациям [4, с. 88].

Номинальная мощность трансформаторов ГПП выбирается по условию полной расчетной мощности предприятия, согласно выражению:

$$S_{\text{ном.Т.ГПП}} \geq \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{2 \cdot K_3}, \quad (6.1)$$

где  $K_3$  - требуемый коэффициент загрузки трансформатора ГПП.

При установке на ГПП двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из них выбирается по условию:

$$S_{\text{ном.Т.ГПП}} \geq \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{2 \cdot 0,7}, \quad (6.2)$$

согласно рекомендациям [4, с. 85]. Следовательно, номинальная мощность трансформатора ГПП составит:

$$S_{\text{ном.Т.ГПП}} \geq \frac{22080,907}{1,4} = 15772,076 \text{кВА}.$$

Таким образом, к установке на ГПП проектируемого завода принимаются два трансформатора типа ТДН-16000/110-76 У1 (номинальная мощность – 16000 кВА,  $P_{\text{хх}} = 21$  кВт,  $P_{\text{кз}} = 86$  кВт,  $U_{\text{кз}} = 10,5$  %,  $I_{\text{хх}} = 0,85$  %, габаритные размеры, м:  $l = 6,60$ ,  $b = 4,40$ ,  $h = 5,57$ ).

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей III категории:

$$1,4 \cdot S_{ном.Т ГПП} \geq S_{расч. ГПП}. \quad (6.3)$$

$$1,4 \cdot 16000 \geq 22080,907.$$

$$22400 \text{ кВА} \geq 22080,907 \text{ кВА},$$

следовательно, условие выполняется.

Коэффициент перегрузочной способности для выбранного трансформатора, без потребителей III категории составит:

$$K_{n.ав} = \frac{S_{расч}}{S_{ном.Т}}. \quad (6.4)$$

$$K_{n.ав} = \frac{22080,907 - 1336,800}{16000} = 1,297.$$

Действительный коэффициент загрузки каждого трансформатора ГПП определяется по выражению:

$$K_{з.д} = \frac{S_{расч.ГПП}}{N \cdot S_{ном.Т}}. \quad (6.5)$$

$$K_{з.д} = \frac{22080,907}{2 \cdot 16000} = 0,69.$$

## 7 Расчет и выбор типов и мощностей компенсирующих устройств на ГПП с учетом компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ и обоснование их рационального распределения

Суммарная реактивная мощность высоковольтных конденсаторных установок для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{вкy} = \Sigma Q_{н.с.} - Q_{\text{Э1}} + \Delta Q_{Т.ГПП}, \quad (7.1)$$

где  $Q_{н.с.}$  – суммарная некомпенсированная реактивная мощность всех цехов, кВАр;  $Q_{\text{Э1}}$  – значение оптимальной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы в сеть предприятия в период максимальных нагрузок, кВАр;  $\Delta Q_{Т.ГПП}$  – потери реактивной мощности трансформаторов ГПП, кВАр, определяемая по формуле:

$$\Delta Q_{Т.ГПП} = \frac{S_{ном}}{100} \cdot (U_k \cdot K_3^2 + I_{xx}), \quad (7.2)$$

где  $U_k$  и  $I_{xx}$  – каталожные данные трансформатора ТДН-16000/110-76 У1,  $U_k = 10,5 \%$ ,  $I_{xx} = 0,85 \%$ .

$$\Delta Q_{Т.ГПП} = \frac{16000}{100} \cdot (10,5 \cdot 0,69^2 + 0,85) = 935,848 \text{ кВАр}$$

Следовательно, суммарная реактивная мощность высоковольтных конденсаторных установок согласно выражению (8.1) составит:

$$Q_{вкy} = 10720,922 - 5953,673 + 2 \cdot 935,848 = 6638,945 \text{ кВАр}$$

Таким образом, на ГПП проектируемого завода устанавливаются регулируемые конденсаторные установки серии УККРМ-7, с номинальной мощностью 3600 кВАр, в количестве 2 шт., суммарной мощностью 7200 кВАр. Поскольку ГПП проектируемого предприятия имеет две секции сборных шин, следовательно, на каждую секцию устанавливается одна конденсаторная установка, что наиболее рационально.

## 8 Выбор схемы распределительного устройства ГПП

Подстанции промышленных предприятий в основном выполняют без сборных шин на стороне ВН по блочному принципу. Блочные схемы экономичны и просты. Схемы с перемычками между питающими линиями из-за наличия дополнительных элементов, подвергаются загрязнению, тем самым увеличивают вероятность аварий на подстанции. Поэтому, учитывая этот фактор и ряд других, принимается для проектируемого предприятия схема блочной ГПП без перемычки (мостика) между питающими линиями. К тому же установка на ГПП двух трансформаторов обеспечивает потребителей I категории по надежности электроснабжения. На рисунке 8.1 приведена безмостиковая схема блочных ГПП.[13]

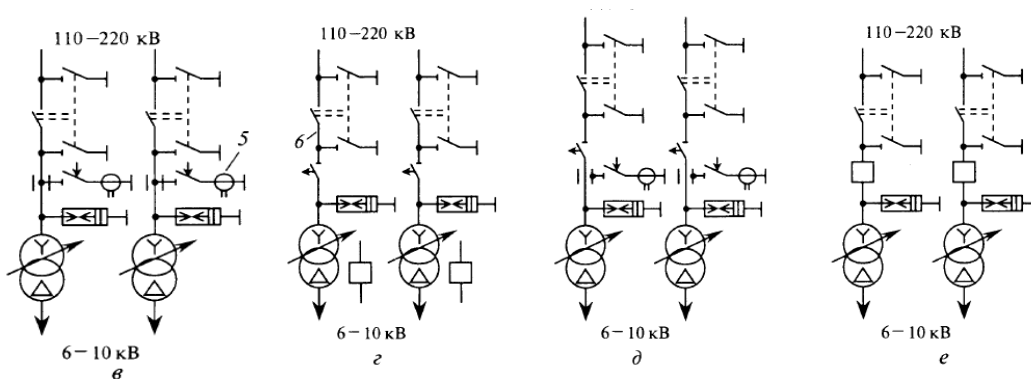


Рисунок 8.1- Безмостиковые схемы блочных ГПП

Выбираем схему ГПП для проектируемого предприятия тяжёлого машиностроения с силовыми выключателями, рисунок 8.1 е [21].

## 9 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится по рекомендациям [4, с. 136] для определения максимального значения возможных токов короткого замыкания. С помощью этих токов в дальнейшем производится проверка проводников и аппаратов на термическую и динамическую устойчивость во время замыкания.

В качестве расчетной схемы рисунок 9.1 принимается ее послеаварийная конфигурация, при выходе из строя одного из трансформаторов и включенном секционном выключателе.

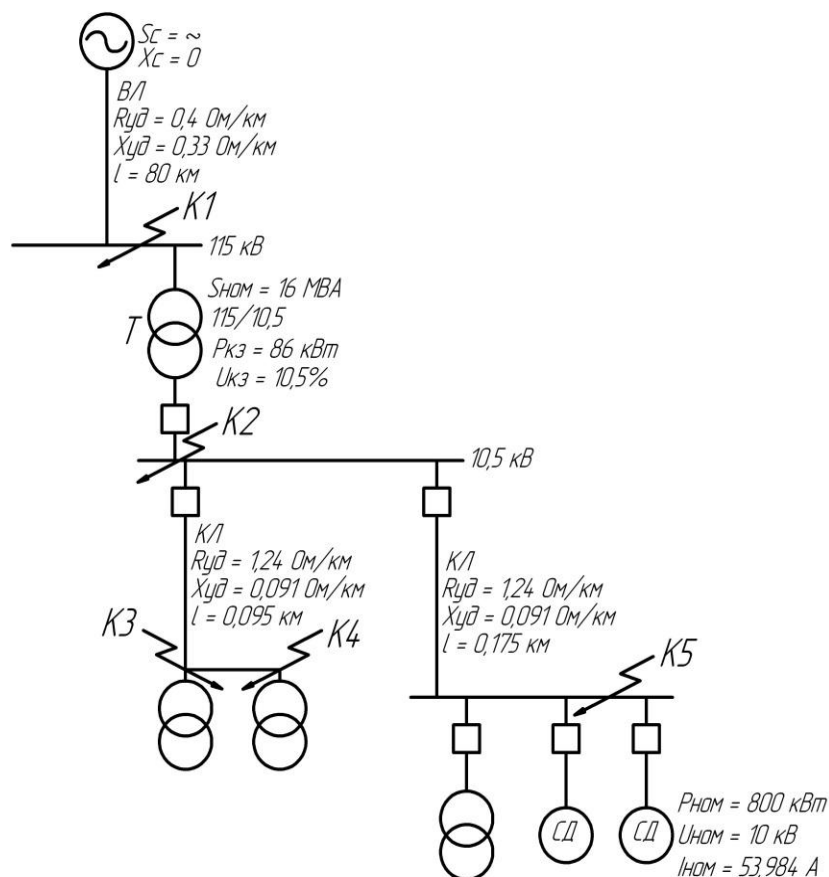


Рисунок 9.1 - Расчетная схема

В качестве базовых величин принимаются базовая мощность  $S_b$  (в расчетах обычно  $S_b = 100 \text{ МВА}$  [11, с. 328]) и базовое напряжение  $U_b$ . Для основной ступени, для которой производится расчет токов КЗ,  $U_b = U_{\text{ср}} = 10,5 \text{ кВ}$ . Определяется базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (9.1)$$

где  $S_{\sigma}$  – базовая мощность, МВА;  $U_{\sigma}$  – базовое напряжение, кВ.

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,505 \text{ кА.}$$

Далее по расчетной схеме составляется схема замещения (рисунок 9.2), для этого все схемные элементы заменяются соответствующими электрическими сопротивлениями. Нумеруются элементы схемы замещения в порядке их расположения от системы бесконечной мощности в направлении к точкам КЗ.

Определяются в соответствии с таблицей. 6.1 [4] сопротивления элементов схемы замещения в базисных единицах.

Воздушная линия:

$$x_{1*} = x_{y\sigma} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}; \quad (9.2)$$

$$r_{1*} = r_{y\sigma} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (9.3)$$

где  $r_{y\sigma}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;  $l$  – длина линии, км.

$$x_{1*} = 0,4 \cdot 80 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,242 \text{ о.е.}$$

$$r_{1*} = 0,33 \cdot 80 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,200 \text{ о.е.}$$

Трансформатор Т:

$$x_{2*} = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 - r_{2*}^2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Т}}; \quad (9.4)$$

$$r_{2*} = \frac{\Delta P_k}{S_{ном.Т}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Т}}, \quad (9.5)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания в трансформаторе, %;  $S_{ном.Т}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  $\Delta P_k$  – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.



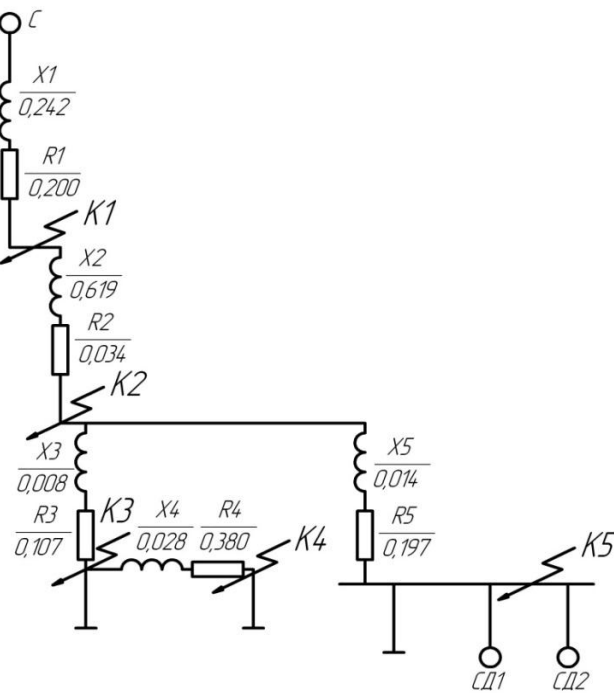


Рисунок 9.2- Схема замещения

$$x_{2*} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{100}\right)^2 - 0,034^2} \cdot \frac{100}{16} = 0,619 \text{ o.e.}$$

$$r_{2*} = \frac{86 \cdot 10^{-3}}{16} \cdot \frac{100}{16} = 0,034 \text{ o.e.}$$

Сопротивления кабельных линий по (9.2) и (9.3) составят:

$$x_{3*} = 0,091 \cdot 0,095 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,008 \text{ o.e.}$$

$$r_{3*} = 1,24 \cdot 0,095 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,107 \text{ o.e.}$$

$$x_{4*} = 0,091 \cdot 0,338 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,028 \text{ o.e.}$$

$$r_{4*} = 1,24 \cdot 0,338 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,380 \text{ o.e.}$$

$$x_{5*} = 0,091 \cdot 0,175 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,014 \text{ o.e.}$$

$$r_{5*} = 1,24 \cdot 0,175 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,197 \text{ o.e.}$$

Суммарное сопротивление до точек:

K1:

$$x_{\Sigma 1^*} = x_{1^*}; \quad (9.6)$$

$$r_{\Sigma 1^*} = r_{1^*}. \quad (9.7)$$

$$x_{\Sigma 1^*} = 0,242 \text{ o.e.}$$

$$r_{\Sigma 1^*} = 0,200 \text{ o.e.}$$

K2:

$$x_{\Sigma 2^*} = x_{1^*} + x_{2^*}; \quad (9.8)$$

$$r_{\Sigma 2^*} = r_{1^*} + r_{2^*}. \quad (9.9)$$

$$x_{\Sigma 2^*} = 0,242 + 0,619 = 0,861 \text{ o.e.}$$

$$r_{\Sigma 2^*} = 0,200 + 0,034 = 0,234 \text{ o.e.}$$

K3:

$$x_{\Sigma 3^*} = x_{1^*} + x_{2^*} + x_{3^*}; \quad (9.10)$$

$$r_{\Sigma 3^*} = r_{1^*} + r_{2^*} + r_{3^*}. \quad (9.11)$$

$$x_{\Sigma 3^*} = 0,242 + 0,619 + 0,008 = 0,869 \text{ o.e.}$$

$$r_{\Sigma 3^*} = 0,200 + 0,034 + 0,107 = 0,341 \text{ o.e.}$$

K4:

$$x_{\Sigma 4^*} = x_{1^*} + x_{2^*} + x_{3^*} + x_{4^*}; \quad (9.12)$$

$$r_{\Sigma 4^*} = r_{1^*} + r_{2^*} + r_{3^*} + r_{4^*}. \quad (9.13)$$

$$x_{\Sigma 4^*} = 0,242 + 0,619 + 0,008 + 0,028 = 0,897 \text{ o.e.}$$

$$r_{\Sigma 4^*} = 0,200 + 0,034 + 0,107 + 0,380 = 0,721 \text{ o.e.}$$

K5:

$$x_{\Sigma 5^*} = x_{1^*} + x_{2^*} + x_{5^*}; \quad (9.14)$$

$$r_{\Sigma 5^*} = r_{1^*} + r_{2^*} + r_{5^*}. \quad (9.15)$$

$$x_{\Sigma 5^*} = 0,242 + 0,619 + 0,014 = 0,875 \text{ o.e.}$$

$$r_{\Sigma 5^*} = 0,200 + 0,034 + 0,197 = 0,431 \text{ o.e.}$$

Условие  $r_{\Sigma} < \frac{x_{\Sigma}}{3}$  выполняется только для точки К2, то во всех случаях в расчетах учитываются активные сопротивления [4, с. 148].

Ток КЗ в рассматриваемых точках определяется по формуле:

$$I_{\kappa} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{\Sigma*}}. \quad (9.16)$$

$$I_{\kappa, K1} = \frac{5,505}{\sqrt{0,242^2 + 0,200^2}} = 17,476 \text{ кА}.$$

$$I_{\kappa, K2} = \frac{5,505}{\sqrt{0,861^2 + 0,234^2}} = 6,172 \text{ кА}.$$

$$I_{\kappa, K3} = \frac{5,505}{\sqrt{0,869^2 + 0,341^2}} = 5,900 \text{ кА}.$$

$$I_{\kappa, K4} = \frac{5,505}{\sqrt{0,897^2 + 0,721^2}} = 4,783 \text{ кА}.$$

$$I_{\kappa, K5} = \frac{5,505}{\sqrt{0,875^2 + 0,431^2}} = 5,640 \text{ кА}.$$

Наличие на проектируемом предприятии двигателей высокого напряжения приводит к увеличению тока КЗ за счет подпитки места КЗ. Сверхпереходный ток  $I_{CD}''$ , А, синхронного двигателя (периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени) определяют из выражения:

$$I_{CD}'' = \frac{E_*'' \cdot I_{номCD}}{x_{*d}''}, \quad (9.17)$$

где  $E_*''$  - приведенное значение сверхпереходной ЭДС, о.е, в начальный момент КЗ,  $E_*'' = 1,1$  [11, с. 328];  $I_{номCD}$  - номинальный ток двигателя, А;  $x_{*d}''$  - приведенное сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя по продольной оси,  $x_{*d}'' = 0,2$  [11, с. 328].

$$I_{CD}'' = \frac{1,1 \cdot 53,984}{0,2} = 296,912 \text{ А} = 0,297 \text{ кА}.$$

Полное начальное значение периодической составляющей тока КЗ определяют арифметическим суммированием токов КЗ от источника питания и синхронных двигателей:

$$I_{\text{по}} = I_{\text{к}} + I_{\text{сд}}^* \quad (9.18)$$

$$I_{\text{по1}} = 17,476 + 2 \cdot 0,297 = 18,070 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{по2}} = 6,172 + 2 \cdot 0,297 = 6,766 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{по3}} = 5,900 + 2 \cdot 0,297 = 6,494 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{по4}} = 4,783 + 2 \cdot 0,297 = 5,377 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{по5}} = 5,640 + 2 \cdot 0,297 = 6,234 \text{ кА}.$$

Далее определяется ударный ток в рассматриваемых точках для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости. Для этого находят ударный коэффициент по кривой, представленной на рисунке 6.2 [4, с. 148], в зависимости от отношения  $\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$ .

Для точки К1:

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma 1^*}}{r_{\Sigma 1^*}} = \frac{0,242}{0,200} = 1,21, K_{y\partial 1} = 1,09.$$

Для точки К2:

$$T_{a2} = \frac{x_{\Sigma 2^*}}{r_{\Sigma 2^*}} = \frac{0,861}{0,234} = 3,679, K_{y\partial 2} = 1,4.$$

Для точки К3:

$$T_{a3} = \frac{x_{\Sigma 3^*}}{r_{\Sigma 3^*}} = \frac{0,869}{0,341} = 2,548, K_{y\partial 3} = 1,28.$$

Для точки К4:

$$T_{a4} = \frac{x_{\Sigma 4^*}}{r_{\Sigma 4^*}} = \frac{0,897}{0,721} = 1,244, K_{y\partial 4} = 1,1.$$

Для точки К5:

$$T_{a5} = \frac{x_{\Sigma 5^*}}{r_{\Sigma 5^*}} = \frac{0,875}{0,431} = 2,030, K_{y\partial 5} = 1,2.$$

Таким образом, ударный ток в рассматриваемой точке будет определяться по выражению:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}, \quad (9.19)$$

где  $K_{y\partial}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени  $T_a$  апериодической составляющей тока КЗ;  $I_{\Pi 0}$  – значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени, кА.

При расчетах ударного тока в каждой точке необходимо учитывать ударный ток от синхронных двигателей, который определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{CD}'' \quad (9.20)$$

при этом значение  $K_{y\partial}$  при отсутствии точных данных ориентировочно можно принимать равным 1,82 для двигателей типа СТД [4, с. 143].

Ударный ток от синхронного двигателя составит:

$$i_{y\partial} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,297 = 0,764 \text{ кА}.$$

Таким образом, ударный ток в рассматриваемой точке с учетом ударного тока от синхронных двигателей составит:

$$i_{y\partial 1} = 1,09 \cdot 1,414 \cdot 18,070 + 2 \cdot 0,764 = 27,851 + 1,528 = 29,379 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 2} = 1,4 \cdot 1,414 \cdot 6,766 + 2 \cdot 0,764 = 13,394 + 1,528 = 14,922 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 3} = 1,28 \cdot 1,414 \cdot 6,494 + 2 \cdot 0,764 = 11,754 + 1,528 = 13,282 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 4} = 1,1 \cdot 1,414 \cdot 5,377 + 2 \cdot 0,764 = 8,363 + 1,528 = 9,891 \text{ кА}.$$

$$i_{y\partial 5} = 1,2 \cdot 1,414 \cdot 6,234 + 2 \cdot 0,764 = 10,578 + 1,528 = 12,106 \text{ кА}.$$

## 10 Выбор коммутирующей аппаратуры, трансформаторов тока, напряжения и собственных нужд. Проверка выбранной аппаратуры на термическую и динамическую устойчивость к токам короткого замыкания

Выбор разъединителей. Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (10.1)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ},$$

т.е. условие выполняется.

2) По максимальному рабочему току разъединителей:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} \quad (10.2)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (10.3)$$

где  $S_{ном.Т}$  - номинальная мощность трансформатора ГПП, кВА;  $U_{ном.ВН}$  - напряжение на высокой стороне ГПП, кВ.

$$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,458 \text{ А}.$$

Следовательно, принимается  $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ .

Производится проверка разъединителей на электродинамическую устойчивость предельному сквозному току КЗ:

$$i_{уд \sum K1} \leq i_{ном.дин} \quad (10.4)$$

Согласно произведенным ранее расчетам токов КЗ ударный ток КЗ в расчетной точке К1 равен 29,379 кА. Таким образом, принимается  $i_{ном.дин} = 80 \text{ кА}$ . Тогда:

$$29,379 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА},$$

т.е. условие выполняется.

Далее производится проверка разъединителей на термическую устойчивость току КЗ:

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (10.5)$$

где  $I_n$  – периодическая составляющая тока КЗ, кА;  $t_{отк}$  – полное время отключения разъединителя, с;  $T_a$  – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ,  $T_a = 0,05$ .

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (10.6)$$

где  $t_{р.з.}$  - время релейной защиты, с;  $t_{о.в.}$  – время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 2,5 + 0,08 = 2,58 \text{ с.}$$

Таким образом, тепловой импульс тока КЗ составит:

$$B_k = 18,070^2 \cdot (2,58 + 0,05) = 858,760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким образом, выбирается разъединитель типа РНДЗ-110/1000 У1, который устанавливается совместно с короткозамыкателем в блоке. Сопоставление расчетных данных и каталожных выбранных разъединителей приведено в таблице 10.1

Таблица 10.1- Расчетные и каталожные данные разъединителя.

Параметры разъединителя РНДЗ-110/1000 У1	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{ном.дин} = 80 \text{ кА}$ $t_{п} \cdot I_{т.с.}^2 = 2560,005 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{раб.маx} = 112,458 \text{ А}$ $i_{уд} = 29,379 \text{ кА}$ $B_k = 858,760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателя на стороне 110 кВ:

1) По номинальному напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (10.7)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ},$$

2) По току послеаварийного режима:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}},$$

$$112,458A \leq 2000A, \quad (10.8)$$

$$I_{\max} = \frac{1.4S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,458A, \quad (10.9)$$

3) По отключающей способности выбор производится по двум условиям:

а) симметричному току отключения:

$$I_{\Pi(0)\Sigma_i} \leq I_{\text{отк.ном}},$$

$$18,07кА \leq 31,5кА, \quad (10.10)$$

где  $I_{\text{отк.ном}}$  - номинальный ток отключения выключателя.

б) возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}}I_{\text{отк.ном}}}{100} \geq i_{a.\tau} \quad (10.11)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 31,5}{100} = 14,25кА,$$

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.отк}} = 0,01 + 0,05 = 0,06с, \quad (10.12)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi(0)\Sigma_i} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 18,07 \cdot e^{-0,06/0,02} = 1,254кА, \quad (10.13)$$

где  $I_{\text{отк.ном}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА;  $\beta_{\text{норм}}$  - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, о.е. (задается в каталоге на выключатель);  $\tau$  - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов,  $\tau=0,01+t_{\text{с.в.отк}}$ , с;  $t_{\text{с.в.отк}}$  - собственное время отключения выключателя (задается в каталоге на выключатель);  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с,  $i_{a.\tau}$  - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов .

4) По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$29,379кА \leq 102кА, \quad (10.14)$$

где  $i_y$  – ударный ток короткого замыкания в месте установки аппарата,  $i_{\text{дин}}$  – ток динамической стойкости аппарата.

5) По термической стойкости:



$$B_k \leq I_{мер}^2 t_{мер} \quad (10.15)$$

$$B_k = I_{\Pi(0)\Sigma_i}^2 (t_{отк} + T_a) = 18,07^2 (0,15 + 0,02) = 55,51 \text{кА}^2 \text{с}, \quad (10.16)$$

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.В} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{с}, \quad (10.17)$$

$$55,51 \text{кА}^2 \text{с} \leq 4800 \text{кА}^2 \text{с},$$

Сопоставление расчетных данных и каталожных выбранных выключателей приведено в таблице 10.2

Таблица 10.2- Расчетные и каталожные данные выключателя.

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{кВ}$
$I_{ном} = 2000 \text{А}$	$I_{max} = 112,458 \text{А}$
$I_{отк.ном} = 31,5 \text{кА}$	$I_{\Pi(0)\Sigma_i} = 18,07 \text{кА}$
$i_{a.ном} = 14,25 \text{кА}$	$i_{a.т} = 1,254 \text{кА}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{кА}$	$i_y = 29,379 \text{кА}$
$I_{мер}^2 t_{мер} = 4800 \text{кА}^2 \text{с}$	$B_k = 55,51 \text{кА}^2 \text{с}$

Таким образом, выбираю вакуумный выключатель ВВП-110-31,5/2000У1

В качестве выключателей в данном проекте применяются выключатели серии ВВ/TEL, которые предназначены для работы в комплектных распределительных устройствах (КРУ) внутренней и наружной установки класса напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц для систем с изолированной нейтралью.

Выбираются вводные выключатели с учетом послеаварийного режима при отключении одного из трансформаторов.

По формуле (10.3) определяется расчетный ток:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,649 \text{ А}.$$

По формуле (10.6):

$$t_{отк} = 2 + 0,025 = 2,025 \text{ с}.$$

По формуле (10.5):

$$B_k = 6,766^2 \cdot (2,025 + 0,05) = 94,991 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выбирается вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20-1600 УХЛ2.

Аналогичные расчёты выполняются по остальным выключателям которые сведены в таблице (Приложение Ж).

Выбираются трансформаторы тока на отходящих линиях. Нагрузка трансформаторов тока сведена в таблице 10.3

Таблица 10.3- Нагрузка трансформаторов тока.

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Измеритель	DMK 20	0,5		
Счетчик PQ	Альфа +	5		5
Итого:		5,5		5

Выбираются трансформаторы тока на линиях, питающих цеха . Сопоставляемые данные выбранного типа трансформатора сведены в таблице (Приложение К).

Выбирается трансформатор тока на вводном выключателе. Нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 10.4

Таблица 10.4- Нагрузка трансформаторов тока.

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Измеритель	DMK20	0,5	0,5	0,5
Счетчик PQ	Альфа +	5		5
Итого:		5,5	0,5	5,5

Потребители собственных нужд подключаются на напряжение 0,4 кВ через трансформатор собственных нужд, установленный на каждую секцию шин.

Нагрузка трансформатора собственных нужд сведена в таблице 10.5.

Определяется расчетная нагрузка ТСН по формуле:

$$S_{расч} = K_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (10.18)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, принимается  $K_c = 0,8$ ;  $P_{уст}$  – установленная активная мощность, кВт;  $Q_{уст}$  – установленная реактивная мощность, кВАр.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{66^2 + 2,48^2} = 52 \text{ кВА}.$$

При двух ТСН на подстанции с дежурным персоналом их мощность рассчитывается по формуле:

$$S_T \geq \frac{52}{1,4} = 37 \text{ кВА}. \quad (10.19)$$

Таблица 10.5- Нагрузка трансформатора собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Нагрузка	
	Единицы кВт×кол	Всего кВт			P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВАр
Охлаждение трансформатора ТДН 16000/110	2×2	4	0,85	0,62	4	2,48
Подогрев КРУ	1×20	6	1	0	20	-
Подогрев приводов разъединителей, короткозамккателей	0,6×6	3,6	1	0	3,6	-
Подогрев приводов выключателей 110кВ.	1,7×2	3,4	1	0	3,4	-
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ, совмещенного с ОПУ	1	30	1	0	30	-
Освещение ОРУ 110кВ	-	5	1	0	5	-
Итого:					66	2,48

Таким образом, выбираются два трансформатора типа ТЛС-10-40.

Проверяется загрузка выбранных трансформаторов:

$$K_s = \frac{52}{80} = 0,65; \quad (10.20)$$

$$K_{з.ав} = \frac{52}{40} = 1,3. \quad (10.21)$$

Коэффициенты загрузки находятся в допустимых пределах.

Так как мощность ТСН 40 кВА, то он устанавливается в ячейке КРУ.

Для учета и контроля отпуска электроэнергии необходимы приборы учета и контроля. На стороне НН трансформаторов ГПП устанавливаются: трехфазные мультиметры серии DMK 20 и универсальные многотарифные счетчики Альфа+. На каждой секции шин устанавливаются трехфазные мультиметры серии DMK 20.

На секционном выключателе устанавливаются трехфазные мультиметры серии DMK 20, на низкой стороне ТСН – трехфазные мультиметры серии DMK 20 и универсальные многотарифные счетчики Альфа+.

На отходящих кабельных линиях устанавливаются: трехфазные мультиметры серии DMK 20 и универсальные многотарифные счетчики Альфа+.

К трансформатору напряжения подключаются трехфазные мультиметры серии DMK 20 и универсальные многотарифные счетчики Альфа+.

Нагрузка трансформатора напряжения сведена в таблице 10.6

Таблица 10.6 - Нагрузки трансформаторов напряжения.

Прибор		Тип	S первой обмотки, Вт	N обмоток	cosφ	sinφ	Кол-во приборов	Общая потреб. мощность	
								P, Вт	Q, ВАр
Счетчик Альфа+	Ввод 10 кВ от Т	1.1					1	S=4 ВА	
DMK 20	Шины	-	2	1	1	0	2	4	
Счетчик Р	ТСН	ЦЭВ	2	2	0,38	0,93	1	4	9,7
Счетчик Альфа+	КЛ 10 кВ	1.1					5	S=4 ВА	
DMK20	ТН	-	2	1	1	0	2	4	
Итого:								S <sub>2Σ</sub> =25 ВА	

Вторичная нагрузка ТН первой секции определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma}=25 \text{ ВА} . \quad (10.22)$$

Таким образом, выбирается трансформатор напряжения типа ЗНОЛ 08-10 УЗ, в классе точности 0,5; его мощность 75 ВА.

$$S_{2\Sigma} = 25 < S_{\text{ном.ТН}} = 2 \cdot 75 = 150 \text{ ВА}. \quad (10.23)$$

Значит, ТН будет работать в заданном классе точности.

Сопоставимые параметры выбранного типа трансформатора напряжения сведены в таблице 10.7

Таблица 10.7- Расчетные и каталожные данные трансформаторов напряжения

Параметры трансформатора напряжения типа: ЗНОЛ 08-10 УЗ	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$S_{\text{ном}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{нагр}} = 25 \text{ В}\cdot\text{А}$

Для установки на ГПП и РП выбираются ячейки типа КРУ-СЭЩ-70, т.к. они соответствуют выбранной аппаратуре.

Для защиты трансформаторов напряжения выбираются плавкие предохранители типа ПКН-001-10 УЗ.

Для трансформаторов собственных нужд выбираются предохранители типа ПКТ 101-10-3,2-12,5 УЗ.

Сопоставимые параметры приведены в таблице 10.8

Таблица 10.8- Расчетные и каталожные данные предохранителей

Параметры предохранителя типа: ПКТ 101-10-3,2-12,5УЗ	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.т.т}} = 3,2 \text{ А}$	$I_p = 3,2 \text{ А}$
$S_{\text{ном.отк}} = 86,6 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{p.\text{отк}} = 73,5 \text{ В}\cdot\text{А}$
$I_{\text{ном.отк}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п}} = 6,766 \text{ кА}$

На КТП на стороне ВН трансформатора устанавливается шкаф типа ШВВ2-2 (модернизация под выключатель) с выключателем нагрузки типа ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2 с предохранителем ПКТ-103-10-20 УЗ.

Для защиты ГПП от перенапряжений на высокой стороне трансформатора устанавливаются ограничители перенапряжений серии ОПН-РК-110.

Для ограничения перенапряжений в нейтраль трансформатора включаются ограничители перенапряжений ОПН-РК-35+20.

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) серии ОПН-РК-110 (производство Российской группы компаний «Таврида Электрик») изготовлены с применением инновационной технологии обливки жидкой силиконовой резины на базе нестареющих высокоградиентных варисторов EPCOS нового поколения.

## 11 Выбор и проверка сечений проводов, кабелей, шин и изоляторов на термическую и динамическую устойчивость к токам короткого замыкания

Выбирается сечение и марка провода для линии электропередач напряжением 110 кВ.

Экономически выгодное сечение провода определяется по выражению:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{112,458}{1,1} = 102,235 \text{ мм}^2, \quad (11.1)$$

где  $I_p$  – расчетный ток, А;  $j_{\text{эк}} = 1,1$  - экономическая плотность тока. Предварительно принимается провод  $2 \times \text{АС } 120/27$ ,  $I_{\text{дл.доп}} = 375$  А. Проверяется выбранное сечение провода по допустимой токовой нагрузке:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_p, \quad (11.2)$$

где  $I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимый ток провода, А.

$$375 \text{ А} \geq 112,458 \text{ А},$$

т.е. условие выполняется.

Производится проверка выбранного провода по условиям короны. При номинальном напряжении 110 кВ минимальное сечение провода должно быть  $120 \text{ мм}^2$ , т.е. выбранное сечение провода проходит по условиям короны.

Таким образом, окончательно принимается провод марки  $2 \times \text{АС } 120/27$  с  $I_{\text{дл.доп}} = 375$  А.

Выбор сечений кабеля производится для смешанной схемы электроснабжения потребителей.

Выбирается сечение кабеля от ГПП до КТП №2, КТП №9 и КТП №10.

По условию нагрева:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}, \quad (11.3)$$

где  $I_p$  – расчетный ток с учетом перегрузки в послеаварийном режиме, при отключении одной из магистралей, А;  $K_1$  – поправочный коэффициент, зависящий от количества прокладываемых кабелей и расстояния в свету, по [6,

табл. 1.3.26]  $K_1 = 0,85$ ;  $K_2$  – поправочный коэффициент, зависящий от температуры земли и воздуха  $K_2 = 0,96$  [4].

$$I_{\text{дл.дон}} \geq \frac{168,333}{0,85 \cdot 0,96} = 204,209 \text{ А.}$$

По [6, табл. 1.3.16] выбирается сечение  $S = 95 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{дл.дон}} = 205 \text{ А}$ .

По экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (11.4)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в нормальном режиме, А;  $j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока по [6, табл. 1.3.36] для кабелей с бумажной изоляцией  $T_M = 4000$  часов,  $j_{\text{эк}} = 1,4$ .

$$I_p = \frac{K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (11.5)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов;  $S_{\text{ном.Т}}$  – суммарная номинальная мощность трансформаторов, кВА.

$$I_p = \frac{0,85 \cdot 1430}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 66,833 \text{ А;}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{66,833}{1,4} = 47,738 \text{ мм}^2.$$

Выбирается кабель с сечением  $50 \text{ мм}^2$ .

Выбранное сечение проверяется по термической стойкости к току КЗ.

$$S_{m.c.min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (11.6)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;  $C = 94$  [13, табл. 3.14];  $B_k = 49,212 \cdot 10^6$

$$S_{m.c.min} = \frac{\sqrt{49,212 \cdot 10^6}}{94} = 74,629 \text{ мм}^2.$$

Из трех условий выбора сечения принимается наибольшее, как удовлетворяющее всем трем.

Значит, выбирается кабель ААШв-10(3×95).

Выбор и проверка сечений кабелей для остальных КТП производится аналогично. Результаты расчетов приведены в таблице (Приложение Л).



Все кабели выбираются марки ААШв. Жила кабеля ААШв – мягкая алюминиевая секторная проволока. Изоляция кабеля – бумага, пропитанная вязким маслоканифольным составом. Поясная изоляция – бумага, пропитанная вязким маслоканифольным составом. Экран – лента электропроводящей бумаги. Оболочка – выпрессованная алюминиевая оболочка. Подушка – битумный слой. Прослойка – лента ПЭТФ пленки. Защитный покров – выпрессованная ПВХ оболочка.

Выбор и проверка шин на ГПП. Сечение шин выбирают по нагреву длительно проходящим током нагрузки в послеаварийном режиме:

$$I_{дон} = K_1' \cdot K_2' \cdot I_{дон.ш} \geq 1,4 \cdot I_p, \quad (11.7)$$

где 
$$I_p = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,649 \text{ А.}$$

$K_1' = 1$ , т.к. расположение шин на опорном изоляторе на ребро;  $K_2' = 1$ , т.к.  $\Theta_{о.с.} = 25^\circ \text{С}$ .

Тогда  $I_{дон} \geq 1231,649 \text{ А}$ .

По [6, табл. 1.3.31] выбираются однополосные алюминиевые шины сечением  $(100 \times 6) \text{ мм}^2$  с  $I_{дон} = 1425 \text{ А}$ .

Шины проходят по условию нагрева в продолжительном режиме, т.к.  $I_{max} > 1231,649 \text{ А}$ .

Производится проверка шин на термическую стойкость по формуле (11.6):

$$q_{min} = \frac{\sqrt{95 \cdot 10^6}}{91} = 97,108 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Далее проверяются шины на механическую прочность.

Проверка однополосных шин сводится к расчету напряжений в металле шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле:

$$X = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2}{a}, \quad (11.8)$$

где  $i_y$  - ударный ток КЗ, кА;  $a$  – расстояние между фазами,  $a = 0,13$  м.

$$X = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{14,922^2}{0,13} = 2963,172 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Шину, лежащую на изоляторе, можно рассматривать как многопролетную балку, свободно лежащую на опорах. Для нее сила  $X$  создает изгибающий момент:

$$M = X \cdot \frac{l^2}{10}. \quad (11.9)$$

Определяется длина пролета  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц.

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (11.10)$$

где  $h$  – высота шины, м;  $b$  – ширина шины, м.

$$J = \frac{1^3 \cdot 6}{12} = 0,5 \text{ м}^4;$$

$$X_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{g}}; \quad (11.11)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{X_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{g}}; \quad (11.12)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,5}{6 \cdot 1}} = 0,25 \text{ м}^2,$$

$$l \leq 0,5 \text{ м}.$$

Напряжение в материале шин, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}. \quad (11.13)$$

$$W = \frac{6 \cdot 1^2}{6} = 1 \text{ см}^2.$$

$$M = \frac{2963,172 \cdot 1^2}{10} = 296,317 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{X \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} . \quad (11.14)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{14,922^2 \cdot 0,5^2}{0,13 \cdot 1} = 4,28 \text{ МПа.}$$

Таким образом, применяются шины прессованные из алюминиевого сплава марки АД31Т, для которого  $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ .

$$\sigma_{доп} > \sigma_{расч} , \quad (11.15)$$

значит, шины механически прочны.

Выбор шин на компрессорной станции.

$$I_{p.max} = 195,503 \text{ А.}$$

По [6, табл. 1.3.31] выбираются однополосные алюминиевые шины сечением  $(25 \times 3) \text{ мм}^2$  с  $I_{дл.доп} = 265 \text{ А}$ .

Производится проверка шин на термическую стойкость по формуле (11.6):

$$q_{min} = \frac{\sqrt{49,212 \cdot 10^6}}{91} = 74,089 \text{ мм}^2 ,$$

что меньше принятого сечения.

Далее проверяются шины на механическую прочность по формуле (11.8):

$$X = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{12,106^2}{0,13} = 1952,566 \frac{H}{м} .$$

По формуле (11.10):

$$J = \frac{2,5 \cdot 0,3^2}{12} = 0,019 \text{ см}^4 .$$

По формуле (11.12):

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,019}{2,5 \cdot 0,3}} = 0,138 \text{ м}^2 ;$$

$l \leq 0,37 \text{ м}$ , принимается  $l = 0,4 \text{ м}$ .

По формуле (11.13):

$$W = \frac{2,5 \cdot 0,3^2}{6} = 0,04 \text{ см}^2 .$$

По формуле (11.14):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{12,106^2 \cdot 0,4^2}{0,04 \cdot 0,13} = 71,102 \text{ МПа.}$$

Таким образом, применяются шины из алюминиевого сплава марки АД31Т с  $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ .

$$\sigma_{доп} > \sigma_{расч},$$

значит, шины механически прочны и выбор сделан правильно.

Жесткие шины крепятся на опорных и проходных изоляторах, которые проверяются на разрушающее действие тока КЗ по условию:

$$F_p \leq F_{доп} = 0,6 \cdot F_{раз}, \quad (11.16)$$

где  $F_{раз}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, Н; 0,6 - коэффициент запаса.

Таким образом, выбирается опорный изолятор типа ИО-10-УЗ,  $F_{раз} = 200Q \text{ Н}$ .

$$1087 < 0,6 \cdot 2000 = 1200, \quad (11.17)$$

т.е. условие выполняется.

Выбор проходных изоляторов аналогичен и отличается только тем, что расчетное усилие уменьшается в два раза:

$$1087/2 < 0,6 \cdot 750 \Rightarrow 543,3 < 450. \quad (11.18)$$

Таким образом, выбирается проходной изолятор типа ИП-10/100-750УЗ.

## 12 Расчет релейной защиты и автоматики системы электроснабжения промпредприятия

### Релейная защита и автоматика распределительной сети 10 кВ

Расчет защит синхронного двигателя 10 кВ. Рассчитывается защита от КЗ в обмотке статора. Расчет производится по рекомендациям [14]. Защита от КЗ в обмотке статора выполняется в виде максимальной токовой защиты без выдержки времени. Номинальный ток двигателя равен:

$$I_{ном.СД} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \phi} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 48,876 A, \quad (12.1)$$

где  $P$  – номинальная активная мощность двигателя, кВт;  $U_n$  – номинальное напряжение двигателя, кВ;  $\cos \phi$  – коэффициент мощности.

По условию  $I_{ТАНОМ1} \geq I_{ном.СД}$  выбирается трансформатор тока с  $I_{ТАНОМ1} = 75 A$ , тогда  $K_I = \frac{75}{5}$ .

Защита выполняется по схеме включения реле на разность токов 2-х фаз ( $K_{СХ} = \sqrt{3}$ ) в однорелейном исполнении. В качестве реагирующего органа использовано реле РТ–40 ( $K_{ОТС} = 1,8$ ;  $K_B = 0,8$ ).

Определяется ток срабатывания защиты:

$$I_{пуск} = K_I \cdot I_{ном.СД} = 5 \cdot 48,876 = 244,380 A; \quad (12.2)$$

$$I_{С.З} = K_{ОТС} \cdot I_{пуск} = 1,8 \cdot 244,380 = 439,884 A, \quad (12.3)$$

где  $I_{ном.СД}$  – номинальный ток двигателя, А;  $I_{пуск}$  – пусковой ток двигателя, А;  $K_{ОТС} = 1,8$  для реле типа РТ-40.

Ток срабатывания реле:

$$I_{С.Р} = \frac{I_{С.З} \cdot K_{СХ}}{K_I} = \frac{439,884 \cdot \sqrt{3}}{75 / 5} = 50,793 A. \quad (12.4)$$

Проверяется чувствительность защиты двигателя:

$$K_{\checkmark} = \kappa \cdot \frac{I_{K5}^{(3)}}{I_{С.Р} \cdot K_I} = 1,5 \cdot \frac{6234}{50,793 \cdot 75 / 5} = 8,182. \quad (12.5)$$

$K_{\psi} > 2$ , следовательно, защита проходит по чувствительности.

Далее рассчитывается защита двигателя от перегрузки. Использование защиты от перегрузки, действующей на отключение, целесообразно в том случае, если без остановки двигателя нельзя устранить причину перегрузки, или в случае отсутствия обслуживающего персонала. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{омс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{ном.СД} = \frac{1,1}{0,8} \cdot 48,876 = 67,205 \text{ A}, \quad (12.6)$$

где  $K_{омс} = 1,1 \div 1,2$ ,  $K_{\epsilon} = 0,8 \div 0,85$ .

Выбор тока срабатывания реле производится с учетом схемы соединения трансформаторов тока:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.расч} \cdot K_{сх}}{K_I} = \frac{67,205 \cdot \sqrt{3}}{75 / 5} = 7,760 \text{ A}, \quad (12.7)$$

где  $I_{с.з.расч}$  – принятый ток срабатывания защиты, А;  $K_I$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока;  $K_{сх}$  – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока при трехфазном КЗ. Время срабатывания реле выбирается из условия отстройки от времени пуска,  $t_{с.з} = (12 \div 16)$  с.

Производится расчет защиты двигателя от потери питания. Защита минимального напряжения выполнена по четырехрелейной схеме на реле минимального напряжения типа РН-54. Защита имеет две ступени.

Напряжение срабатывания первой ступени:

$$U_{ис.з} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 100 = 70 \text{ В}. \quad (12.8)$$

Выдержка времени первой ступени отстраивается от отсечек электродвигателей и устанавливается равной  $0,5 \div 1,5$  с.

Напряжение срабатывания второй ступени:

$$U_{ис.з} = 0,5 \cdot U_{ном} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ В}. \quad (12.9)$$

Выдержка времени второй ступени принимается равной  $10 \div 15$  с для того, чтобы защита не действовала на отключение двигателей при снижении напряжения вследствие КЗ и самозапуска электродвигателей.

## Расчет тока срабатывания защиты на секционном выключателе ГПП

Определяется номинальный ток трансформатора ГПП:

$$I_{ном.Т} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924,9 А, \quad (12.10)$$

где  $S_H$  – номинальная мощность трансформатора ГПП, кВА;  $U_H$  – напряжение на низкой стороне ГПП, кВ.

Максимальный рабочий ток трансформатора ГПП равен:

$$I_{раб.мах} = K_3 \cdot I_{ном.Т} = 0,7 \cdot 924,9 = 647,4 А, \quad (12.11)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора ГПП.

Таким образом, ток срабатывания защиты составит:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 647,4 = 1942,2 А. \quad (12.12)$$

## Расчет максимальной токовой защиты кабельных линий 10 кВ.

Наибольший рабочий максимальный ток в данном проекте составляет для кабельной линии, питающей трансформаторные подстанции литейного цеха №5 и термического цеха №7. Поэтому расчет будет производиться для данной кабельной линии. Рабочий максимальный ток, рассчитанный ранее равен:

$$I_{раб.мах} = 548,892 А.$$

По условию  $I_{ТАНОМ1} \geq I_{раб.мах}$  выбирается трансформатор тока с

$$I_{ТАНОМ1} = 600 А, \text{ тогда } K_I = \frac{600}{5}.$$

Защита выполняется по схеме неполной звезды ( $K_{сх} = 1$ ) в двухрелейном исполнении. В качестве реагирующего органа использовано реле РТ–40 ( $K_{отс} = 1,2$ ;  $K_B = 0,8$ ).

Ток срабатывания защиты определяется при условии отстройки от тока в линии после отключения внешнего трехфазного КЗ:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 548,892 = 2058,345 А.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{K_I} = \frac{2058,345 \cdot 1}{600 / 5} = 17,153 A.$$

Проверяется чувствительность защиты линии:

$$K_{\text{ч}} = \kappa \cdot \frac{I_{K3}^{(3)}}{I_{C.3}} = 0,87 \cdot \frac{6494}{2058,345} = 2,745.$$

$K_{\text{ч}} > 1,5$ , следовательно, защита проходит по чувствительности.

### Защита и автоматика трансформаторов ГПП

На трансформаторах ГПП устанавливаются следующие защиты:

1) дифференциальная; 2) газовая; 3) максимальная токовая; 4) защита от перегрузки.

Рассчитываются токи КЗ в объеме, необходимом для выбора уставок и проверки чувствительности защит. Для трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения следует рассчитывать минимальный и максимальный токи короткого замыкания.

Для трансформатора типа ТДН-16000/110  $U_K = 10,5\%$ .

Сопrotивления трансформатора определяются по выражениям:

$$X_{T.max} = \frac{U_K \% \cdot [U_{CP.BH} \cdot (1 + \Delta U_{*P.ПН})]^2}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,5 \cdot [115 \cdot 1 + 0,16]^2}{100 \cdot 16} = 116,8 Ом; \quad (12.13)$$

$$X_{T.min} = \frac{U_K \% \cdot [U_{CP.BH} \cdot (1 - \Delta U_{*P.ПН})]^2}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,5 \cdot [115 \cdot 1 - 0,16]^2}{100 \cdot 16} = 61,2 Ом, \quad (12.14)$$

где  $S_{ном.Т}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;  $\Delta U_{*P.ПН} = \Delta U_{P.ПН}, \% / 100$  – половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора;  $U_{CP.BH}$  – среднее напряжение стороны ВН, кВ.

Максимальный ток КЗ определяется по выражению:

$$I_{K.max.BH} = \frac{U_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.min} + X_{T.min})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 0 + 61,2} = 1014,5 A, \quad (12.15)$$

где  $U_{ном.ВН}$  – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора ГПП, кВ;  $X_{C.min}$  – минимальное реактивное сопротивление



системы, Ом, найденное по разделу 10;  $X_{T.мин}$  – минимальное реактивное сопротивление трансформатора ГПП, Ом.

Приведенное значение максимального тока КЗ к стороне низкого напряжения:

$$I_{K.мах.НН} = \frac{U_{CP.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{*P.ПН})}{U_{НН}} \cdot I_{K.мах.ВН} = \frac{115 \cdot 1 - 0,16}{10} \cdot 1014,5 = 9800,1A. \quad (12.16)$$

Минимальный ток КЗ определяется по выражению:

$$I_{K.мин.ВН} = \frac{U_{мах.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.мах} + X_{T.мах})} = \frac{133,4}{\sqrt{3} \cdot 0 + 116,8} = 649,4A, \quad (12.17)$$

где:

$$U_{мах.ВН} = U_{CP.ВН} \cdot (1 + \Delta U_{*P.ПН}) = 115 \cdot 1 + 0,16 = 133,4кВ. \quad (12.18)$$

Приведенное значение минимального тока КЗ к стороне низкого напряжения:

$$I_{K.мин.НН} = \frac{U_{мах.ВН}}{U_{НН}} \cdot I_{K.мин.ВН} = \frac{133,4}{10} \cdot 649,4 = 8663A. \quad (12.19)$$

**Дифференциальная защита трансформаторов ГПП.** Результаты расчетов дифференциальной защиты приведены в таблице (Приложение М).

Так как трансформатор с РПН, то за основную сторону выбирают регулируемую сторону, т.е. сторону ВН.

Дифференциальная защита без торможения представлена на рисунке 12.1

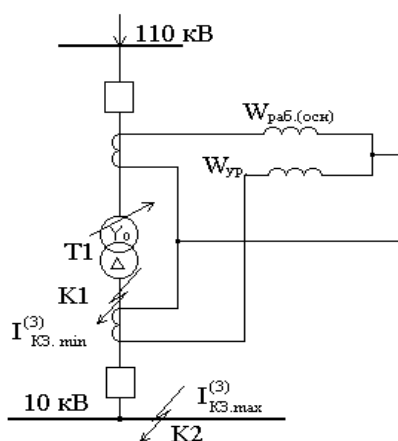


Рисунок 12.1- Дифференциальная защита без торможения

Рассчитывается защита на реле РНТ-565. Определяется первичный ток срабатывания защиты по двум условиям:

а) по условию отстройки от максимального расчетного тока небаланса в реле при трехфазном внешнем КЗ.

Составляющая тока небаланса  $I'_{нб.расч}$ , вызванная погрешностью трансформаторов тока:

$$I'_{нб.расч} = k_{анер} \cdot k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{К.мах.ВН} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1014,5 = 101,5 A. \quad (12.20)$$

Составляющая тока небаланса  $I''_{нб.расч}$ , обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора:

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{К.мах.ВН} = 0,16 \cdot 1014,5 = 162,3 A. \quad (12.21)$$

Расчетный максимальный ток небаланса на  $I_{нб.расч}$  состоит из двух составляющих:

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} = 101,5 + 162,3 = 263,8 A. \quad (12.22)$$

$$I_{С.З} \geq k_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,5 \cdot 263,8 = 395,7 A. \quad (12.23)$$

б) по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора:

$$I_{С.З} \geq \kappa \cdot I_{ном.Т} = 1,3 \cdot 84 = 109,2 A. \quad (12.24)$$

Выбирается больший ток срабатывания защиты:

$$I_{С.З} = 395,7 A. \quad (12.25)$$

Производится предварительная оценка чувствительности защиты:

$$K_{\eta} = \kappa \cdot \frac{I_{К.мин.ВН}}{K_I \cdot I_{ср.осн.}} = 1,5 \cdot \frac{649,4}{150 / 5 \cdot 25} = 1,30. \quad (12.26)$$

$K_{\eta} < 2$ , следовательно, защита не проходит по чувствительности, дальнейший расчет защиты на реле РНТ-565 не проводится.

защита на реле ДЗТ-11. Тормозная обмотка реле ДЗТ-11 включается в плечо защиты со стороны низшего напряжения трансформатора для исключения влияния тормозящей обмотки при КЗ в зоне действия защиты.

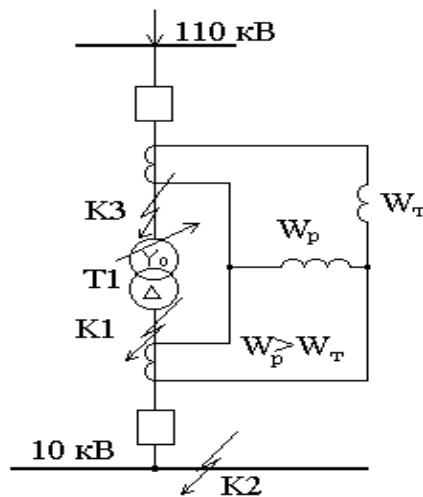


Рисунок 12.2- Зона действия защиты на реле ДЗТ-11

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{C.3} = k \cdot I_{ном.Т} = 1,5 \cdot 84 = 126 A. \quad (12.27)$$

Ток срабатывания для основной стороны:

$$I_{CP.OCH} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{K_I} = \frac{126 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 7,3 A. \quad (12.28)$$

Расчетное число витков обмотки реле ДЗТ-11 для основной стороны:

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{CP}}{I_{CP.OCH}} = \frac{100}{7,3} = 13,7 \approx 13 \text{ витков}. \quad (12.29)$$

$$\omega_{осн} = 13 \text{ витков}.$$

$$I_{CP} = \frac{F_{CP}}{\omega_{осн}} = \frac{100}{13} = 7,69 A. \quad (12.30)$$

Расчетное число витков обмотки реле ДЗТ-11 для неосновной стороны:

$$\omega_{НЕОСН.расч} = \omega_{ОСН} \cdot \frac{I_{ОСН}}{I_{НЕОСН}} = 13 \cdot \frac{4,8}{4,6} = 13,57 \approx 13 \text{ витков}. \quad (12.31)$$

$$\omega_{НЕОСН} = 13 \text{ витков}.$$

Вычисляется составляющая тока небаланса:

$$I_{нб.расч}^{///} = \frac{\omega_{НЕОСН.расч} - \omega_{НЕОСН}}{\omega_{НЕОСН.расч}} \cdot I_{К.мах.ВН} = \frac{13,57 - 13}{13,57} \cdot 1014,5 = 42,6 A. \quad (12.32)$$

Расчетный максимальный ток небаланса  $I_{нб.расч.}$  состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} = 101,5 + 162,3 + 42,6 = 306,4 \text{ A.} \quad (12.33)$$

$$\omega_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \cdot U_{ср.вн} \cdot (1 - \Delta U_{*P.ПН}) / U_{нн} \cdot \omega_{раб.расч}}{I_{к.мах.нн} \cdot tg \alpha}. \quad (12.34)$$

$$\omega_T \geq \frac{1,3 \cdot 306,4 \cdot 96,6 / 10 \cdot 13,7}{9800,1 \cdot 0,8} = 6,72 \approx 7 \text{ витков.}$$

Определяется коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ:

$$K_{\text{ч}} = \kappa \cdot \frac{I_{к.мин.вн}}{K_I \cdot I_{с.р}} = 1,5 \cdot \frac{649,4}{150 / 5 \cdot 7,69} = 4,2. \quad (12.35)$$

$K_{\text{ч}} > 2$ , следовательно, защита проходит по чувствительности.

**Максимальная токовая защита трансформаторов ГПП.** Для двухобмоточных трансформаторов МТЗ устанавливается только на стороне высшего напряжения и является для трансформатора ГПП защитой от внешних КЗ, а также резервирует основную дифференциальную защиту. Защита выполняется на реле РТ-80.

Определяется ток срабатывания:

а) ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора с учетом самозапуска двигателей и вычисляется по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 117,6 = 352,8 \text{ A.} \quad (12.36)$$

$$I_{раб.мах} = K_{пер} \cdot I_{ном.Т} = 1,4 \cdot 84 = 117,6 \text{ A,} \quad (12.37)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;  $K_{сзп} = 2 \div 4$  – коэффициент самозапуска;  $K_B = 0,8 \div 0,85$  – коэффициент возврата;  $I_{раб.мах}$  – максимальный рабочий ток трансформатора с учетом перегрузки.

б) отстройка от тока срабатывания на секционном выключателе:

$$I_{с.з} = K_C \cdot \left( \frac{I_{с.з.с.в} \cdot U_{нн}}{U_{ср.вн} \cdot (1 - \Delta U_{*P.ПН})} - K_3 \cdot I_{ном.Т} \right). \quad (12.38)$$

$$I_{C.3} = 1,25 \cdot \left( \frac{1942,2 \cdot 10}{115 \cdot 1 - 0,16} - 0,7 \cdot 84 \right) = 177,8 \text{ A}.$$

Ток срабатывания защиты выбирается по большему значению:

$$I_{C.3} = 352,8 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{K_I} = \frac{352,8 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 20,4 \text{ A}. \quad (12.39)$$

Проверяется чувствительность защиты:

$$I_{P.\min} = K \cdot \frac{I_{K.\min.BH}^{(3)}}{K_I} = 1,5 \cdot \frac{649,4}{150 / 5} = 32,5 \text{ A}. \quad (12.40)$$

$$K_q = \frac{I_{P.\min}}{I_{C.P}} = \frac{32,5}{20,4} = 1,59. \quad (12.41)$$

$K_q > 1,5$ , следовательно, защита проходит по чувствительности.

**Защита от перегрузки трансформаторов ГПП.** Ток срабатывания защиты от перегрузки выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{C.3} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_H = \frac{1,05}{0,8} \cdot 84 = 110,3 \text{ A}, \text{ где } K_{OTC} = 1,05. \quad (12.42)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{K_I} = \frac{110,3 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 6,4 \text{ A}. \quad (12.43)$$

Время срабатывания защиты принимается равным 9 с.

### 13 Расчёт контура заземления ГПП. Расчёт молниезащиты ГПП

**Расчет контура заземления ГПП.** Расчет производится согласно рекомендациям [4, с. 294]. Рассчитывается контурный заземлитель подстанции 110/10 кВ со следующими данными: наибольший ток через заземление при замыкании на землю на стороне 110 кВ – 3,2 кА; наибольший ток через заземление при замыкании на землю на стороне 10 кВ – 42 А; грунт в месте сооружения подстанции – суглинок; климатическая зона – 2-ая; дополнительно в качестве заземления используется система тросы – опоры с сопротивлением заземления 1,2 Ом.

Для стороны 110 кВ требуется сопротивление заземления 0,5 Ом. Для стороны 10 кВ в соответствии с ПУЭ сопротивление заземляющего устройства определяется по формуле:

$$R_3 = \frac{U_{РАСЧ}}{I_{РАСЧ}} = \frac{125}{42} = 3 Ом, \quad (13.1)$$

где  $U_{РАСЧ}$  – расчетное напряжение на заземляющем устройстве, так как заземляющее устройство используется одновременно для электроустановок до 1 кВ и выше,  $U_{РАСЧ} = 125$  В;  $I_{РАСЧ}$  – наибольший ток через заземление при замыкании на землю на стороне 10 кВ, А.

Таким образом, в качестве расчетного принимается сопротивление  $R_3 = 0,5$  Ом.

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы тросы – опоры:

$$R_{И} = \frac{R_{доп} \cdot R_3}{R_{доп} - R_3} = \frac{1,2 \cdot 0,5}{1,2 - 0,5} = 0,857 Ом. \quad (13.2)$$

Рекомендуемое для предварительных расчетов удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя (суглинок) составляет 100 Ом·м. Повышающие коэффициенты  $K_{II}$  для 2-ой климатической зоны принимаются равными 4,5 для горизонтальных протяженных электродов при глубине

заложения 0,8 м и 1,8 для вертикальных электродов длиной 2 – 3 м при глубине залегания их вершины 0,5 – 0,8 м.

Определяются расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$\rho_{РАСЧ.Г} = \rho_{уд} \cdot K_{П,Г} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad (13.3)$$

$$\rho_{РАСЧ.В} = \rho_{уд} \cdot K_{П,В} = 100 \cdot 1,8 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}. \quad (13.4)$$

Определяется сопротивление растеканию одного вертикального электрода – уголка длиной 2,5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м:

$$R_{ВО} = \frac{\rho_{РАСЧ.В}}{2\pi l} \cdot \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right). \quad (13.5)$$

$$R_{ВО} = \frac{180}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 57,187 \text{ Ом},$$

где  $d$  – эквивалентный диаметр стержней, м, определяемый по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}, \quad (13.6)$$

где  $b$  – ширина сторон уголка, м.

$$t = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \text{ м}.$$

Определяется примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом по таблице 8.4 [15] коэффициенте использования  $K_{и,в} = 0,6$ :

$$N = \frac{R_{ВО}}{K_{и,в} \cdot R_{и}} = \frac{57,187}{0,6 \cdot 0,857} = 111,259. \quad (13.7)$$

Определяется расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов – полосы  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ , приваренной к верхним концам уголков. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе уголков порядка 100 и отношении расстояния между уголками к длине уголка  $a/l = 2$  принимается равным  $K_{и,г} = 0,24$ .

Сопротивление растеканию полосы по периметру контура ( $l = 200 \text{ м}$ ):

$$R_{Г} = \frac{\rho_{РАСЧ.Г}}{K_{и,Г} \cdot 2\pi l} \cdot \ln \frac{l^2}{dt} = \frac{450}{0,24 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 200} \cdot \ln \frac{200^2}{0,0475 \cdot 1,95} = 19,365 \text{ Ом}. \quad (13.8)$$

Уточненное сопротивление растеканию вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{II}}{R_{\Gamma} - R_{II}} = \frac{19,365 \cdot 0,857}{19,365 - 0,857} = 0,897 \text{ Ом} . \quad (13.9)$$

Определяется уточненное число вертикальных электродов при коэффициенте использования  $K_{u,в} = 0,52$ , принятом по таблице 8.5 [15] при  $n = 100$  и  $a/l = 2$ , по формуле:

$$N = \frac{R_{BO}}{K_{u,в} \cdot R_B} = \frac{57,187}{0,52 \cdot 0,897} = 122,719. \quad (13.10)$$

Таким образом, окончательно принимается 123 уголка.

Дополнительно к контуру на территории подстанции устраивается сетка из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8 – 1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 6 м. Дополнительно для выравнивания потенциала у входов и въездов, а также по краям контура прокладываются углубленные полосы. Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идет в запас надежности.

Проверяется термическая устойчивость полосы  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ .

Минимальное сечение полосы из условия термической стойкости при КЗ на землю при приведенном времени протекания тока КЗ  $t_{II} = 1,1 \text{ с}$  равно:

$$S_{TC} = I_{3M} \cdot \frac{\sqrt{t_{II}}}{C} = 3200 \cdot \frac{\sqrt{1,1}}{74} = 45,5 \text{ мм}^2. \quad (13.11)$$

Таким образом, полоса  $40 \times 4 \text{ мм}^2$  условию удовлетворяет.

**Расчет молниезащиты ГПП.** Расчет молниезащиты производится по рекомендациям [4, с. 301]. Высота молниеотвода от земли выбирается так, чтобы защищаемое оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью обеспечивается защита от прямых ударов молнии.

Молниезащита ГПП в данном проекте выполняется четырьмя отдельностоящими стержневыми молниеотводами, находящимися попарно на приемных порталах и ЗРУ. Высота молниеотводов составляет 18,85 м.



Определяются параметры зоны защиты, учитывая что  $L > h$ , при вероятности прорыва 0,005.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой конус с вершиной  $h_o$ .

Расчет зоны защиты ГПП производится для соседних пар молниеотводов.

$$h_o = 0,85 \cdot h ; \quad (13.12)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h , \quad (13.13)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м.

$$h_o = 0,85 \cdot 18,85 = 16,02 \text{ м.}$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 18,85) \cdot 18,85 = 20,02 \text{ м.}$$

Определяется радиус защиты на уровнях  $h_x$  по формуле:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x/0,85). \quad (13.14)$$

При  $h_x = 11$  м по формуле (13.14):

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 18,85) \cdot (18,85 - 11/0,85) = 6,28 \text{ м.}$$

При  $h_x = 8$  м по формуле (13.14):

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 18,85) \cdot (18,85 - 8/0,85) = 10,05 \text{ м.}$$

Определяются параметры  $h_c$  – высота защищаемого объекта, находящегося между молниеотводами и  $r_{cx}$  – зона защиты оси молниеотводов, для пар молниеотводов:

а) установленных на приемных порталах:

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (13.15)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами, м.

$$h_c = 16,02 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18,85) \cdot (21,95 - 18,85) = 15,5 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = r_o \cdot \frac{(h_c - h_x)}{h_c} . \quad (13.16)$$

При  $h_x = 11$  м:

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(15,5 - 11)}{15,5} = 5,81 \text{ м.}$$

При  $h_x = 8 \text{ м}$ :

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(15,5 - 8)}{15,5} = 9,68 \text{ м.}$$

б) установленных у ЗРУ:

$$h_c = 16,02 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18,85) \cdot (38 - 18,85) = 12,66 \text{ м.}$$

При  $h_x = 11 \text{ м}$  по формуле (13.16) :

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(12,66 - 11)}{12,66} = 2,6 \text{ м}$$

При  $h_x = 8 \text{ м}$  по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(12,66 - 8)}{12,66} = 7,4 \text{ м}$$

в) установленных у ЗРУ и приемных порталов:

$$1) h_c = 16,02 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18,85) \cdot (37 - 18,85) = 12,83 \text{ м.}$$

При  $h_x = 11 \text{ м}$  по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(12,83 - 11)}{12,83} = 2,85 \text{ м}$$

При  $h_x = 8 \text{ м}$  по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(12,83 - 8)}{12,83} = 7,5 \text{ м}$$

$$2) h_c = 16,02 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18,85) \cdot (39 - 18,85) = 11,6 \text{ м.}$$

При  $h_x = 11 \text{ м}$  по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(11,6 - 11)}{11,6} = 1,03 \text{ м}$$

При  $h_x = 8 \text{ м}$  по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 20,02 \cdot \frac{(11,6 - 8)}{11,6} = 6,21 \text{ м}$$

Определяются параметры зоны защиты, учитывая, что  $L > h$ , при вероятности прорыва 0,05.

$$h_o = 0,92 \cdot h. \quad (13.17)$$

$$h_o = 0,92 \cdot 18,85 = 17,34 \text{ м.}$$

$$r_o = 1,5 \cdot h. \quad (13.18)$$

$$r_o = 1,5 \cdot 18,85 = 28,28 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты при  $h_x = 11$  м составит:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - h_x/0,92). \quad (13.19)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (18,85 - 11/0,92) = 10,34 \text{ м.}$$

При  $h_x = 8$  м по формуле (16.19):

$$r_x = 1,5 \cdot (18,85 - 8/0,92) = 15,23 \text{ м.}$$

Определяются параметры  $h_c$  и  $r_{cx}$  для пар молниеотводов:

а) установленных у приемных порталов:

так как  $L < 1,5h$ , то  $h_c = h_o = 17,34 \text{ м.}$

При  $h_x = 8 \text{ м:}$

$$h_c = 17,34 \text{ м,} \quad r_{cx} = 15,23 \text{ м.}$$

б) установленных у ЗРУ:

$$h_c = h_o - 0,14 \cdot (L - 1,5 \cdot h). \quad (13.20)$$

$$h_c = 17,34 - 0,14 \cdot (38 - 1,5 \cdot 18,85) = 16 \text{ м.}$$

По формуле (13.6), при  $h_x = 11 \text{ м:}$

$$r_{cx} = 28,28 \cdot \frac{(16 - 11)}{16} = 8,84 \text{ м}$$

При  $h_x = 8 \text{ м:}$

$$r_{cx} = 28,28 \cdot \frac{(16 - 8)}{16} = 14,14 \text{ м}$$

в) установленных у ЗРУ и приемных порталов:

$$1) \quad h_c = 17,34 - 0,14 \cdot (37 - 1,5 \cdot 18,85) = 16,12 \text{ м.}$$

При  $h_x = 11$  м по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 28,28 \cdot \frac{(16,12 - 11)}{16,12} = 9 \text{ м}$$

При  $h_x = 8$  м по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 28,28 \cdot \frac{(16,12 - 8)}{16,12} = 14,25 \text{ м}$$

$$2) \quad h_c = 17,34 - 0,14 \cdot (39 - 1,5 \cdot 18,85) = 15,84 \text{ м.}$$

При  $h_x = 11$  м по формуле (13.16):

$$r_{cx} = 28,28 \cdot \frac{(16,12 - 8)}{16,12} = 14,25 \text{ м}$$

При  $h_x = 8$  м по формуле (13.16) :

$$r_{cx} = 28,28 \cdot \frac{(15,84 - 8)}{15,84} = 14 \text{ м}$$

Таким образом, в результате расчетов установлено, что при  $P_{np} = 0,005$  и  $h_x = 11$  м будет не защищена часть ЗРУ, а при  $P_{np} = 0,005$  и  $h_x = 8$  м,  $P_{np} = 0,05$  и  $h_x = 11$  м и  $h_x = 8$  м ГПП будет полностью защищена от ударов молнии, т.к. выполняется условие:

$$D \leq 8 \cdot P \cdot (h - h_x), \quad (13.21)$$

где  $D$  – диагональ прямоугольника.

$$50 < 8 \cdot (18,85 - 11).$$

$$50 < 62,8.$$

При соединении молниеотводов между собой получается прямоугольник, с диагональю  $D = 50$  м.

Схема зоны действия молниезащиты представлена на рисунке 13.1

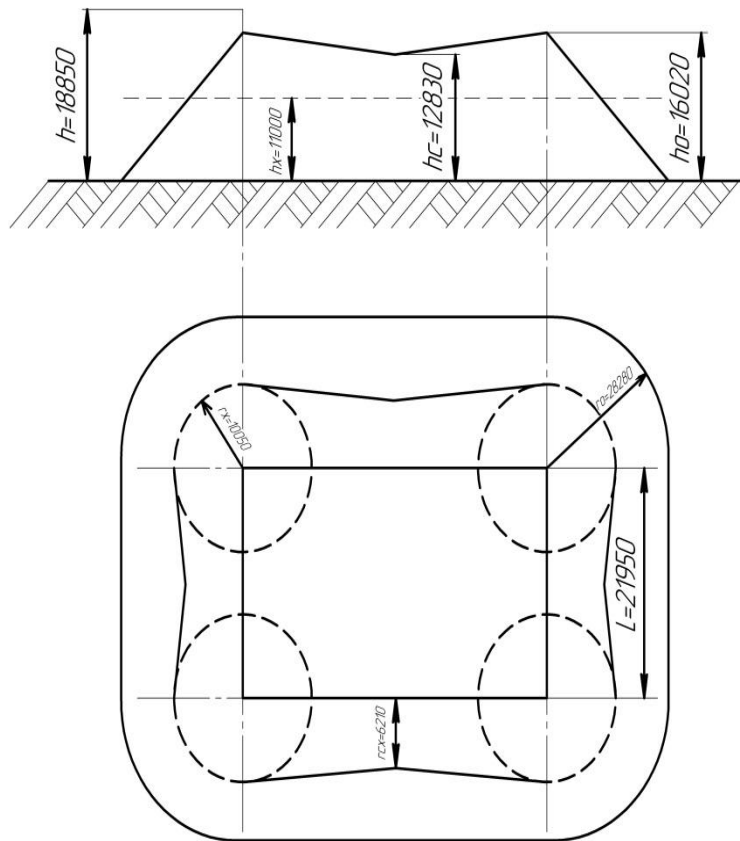


Рисунок 13.1- Схема зоны действия молниезащиты ГПП

## Заключение

В выпускной квалификационной работе была успешно решена задача электроснабжения завода тяжелого машиностроения. Произведен выбор числа и мощности цеховых трансформаторов, сечений проводов и жил кабелей. Кроме того, были рассчитаны токи короткого замыкания в сети низкого напряжения и соответствующе проверена выбранная защитная аппаратура.

В результате технико-экономических сравнений было выбрано наиболее экономичное напряжение линии, по которой завод будет получать питание. Для этого варианта был проведен выбор оборудования на главной понизительной подстанции, а также произведен расчет системы внутреннего электроснабжения, выбраны комплектные трансформаторные подстанции (КТП), установленные в цехах, выбраны сечения кабелей 10 кВ, питающих цеховые трансформаторные подстанции проектируемого предприятия.

Были получены навыки и соответствующие знания, которые необходимы специалисту по электроснабжению, поскольку он должен быть готовым управлять сложной технической системой, оперативно решая все вопросы и увязывая все три крупные составляющие (разделы) электрификации: 1) электроснабжение; 2) силовое электрооборудование и автоматизацию; электроосвещение; 3) организацию и управление электрическим хозяйством, включая электроремонт. При этом должно выполняться целевое назначение электрического хозяйства – обеспечение потребителей электроэнергией определенного качества и преобразование ее в другие виды энергии при обеспечении бесперебойности и надежности электроснабжения с ограничениями по расходу ресурсов.

В условиях неполноты и неопределенности исходных данных специалист по электроснабжению должен уметь разрабатывать и принимать решения, определяющие как каждый элемент, так и систему электроснабжения в целом.

## Список использованных источников

1. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. [Текст] - М.: Энергия, 2012. - 108 с.
2. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. [Текст] / Ю.Л. Мукосеев. – М., «Энергия», 1973 – 584с.
3. Вахнина, В.В., Самолина, О.В., Черненко, А.Н. Проектирование осветительных установок: учеб. пособие. [Текст] / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008.
4. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. [Текст] / Ю.Д. Сибикин - М.: Форум, 2015. - 384
5. Быстрицкий, Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. Учеб. пособие для вузов. [Текст] / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – М., «Академия», 2003. – 176с.
6. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. [Текст] / – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
7. Анчарова, Т.В., Рашевская, М.А., Стебунова, Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник. [Текст] / Т.В. Анчарова. - М.: Форум, 2014. - 416 с.
8. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. [Текст] / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480с.
9. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. [Текст] / В.П. Шеховцев. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2009. – 136с..
10. Степкина, Ю.В., Вахнина, В.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие. [Текст] / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2006. - 49 с.

11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов.[Текст] / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672с.
12. Рожкова, Л.Д., Карнеева, Л.К., Чиркова, Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. Образования – 2-е изд.[Текст] / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448с.
13. Кудрин, Б.И., Электроснабжение. Учебник.[Текст] / Б.И. Кудрин- М.: Academia, 2015. - 352 с.
14. Балаков, Ю.Н., Мисриханов, М.Ш., Шунтов, А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд.[Текст] / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288с.
15. Киреева, Э.А., Цырук, С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Учебник.[Текст] / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. - М.: Academia, 2014. - 288 с.
16. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering [Текст] / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с.
17. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2<sup>nd</sup> Edition (Energy Engineering).[Текст] / E. Lakervi. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338
18. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3<sup>rd</sup> Edition (Energy Engineering).[Текст] / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
19. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) [Текст] / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
20. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering.[Текст] / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.



## Приложение А

Таблица А.1 - Электрические нагрузки предприятия

Наименование групп электроприемников	$P_{уст}$ , кВт	$K_c$	$K_{и}$	$\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$	$P_{ср.маx}$ , кВт	$Q_{ср.маx}$ , кВАр	$P_{расч}$ , кВт	$Q_{расч}$ , кВАр	$S_{расч}$ , кВА
<u>1. Механический цех</u>									
Металлообрабатывающие станки	2874	0,2	0,16	0,6/1,33	459,840	611,587	574,800	764,484	
Вентиляторы, калориферы	70	0,7	0,65	0,8/0,75	45,500	34,125	49	36,750	
Под.-транс. средства	83	0,1	0,05	0,5/1,73	4,160	7,197	8,320	14,394	
Освещение	120	0,95	0,85	0,65/1,17	102	119,340	114	133,380	
Итого по цеху	3147	0,237	0,194	0,6/1,263	611,500	772,249	746,120	949,008	1207,191
<u>2. Механический цех</u>	2103,2	0,26	0,2	0,6/1,069	423,612	453,004	543,056	453,004	707,194
<u>3. Механосборочный цех</u>									
Металлообрабатывающие станки	2434	0,2	0,16	0,6/1,33	389,440	517,955	486,800	647,444	
Станки-автоматы	2500	0,25	0,17	0,65/1,17	425	497,250	625	731,250	
Вентиляторы, калориферы	170	0,7	0,65	0,8/0,75	110,500	82,875	119	89,250	
Под.-транс. средства	90	0,1	0,05	0,5/1,73	4,500	7,785	9	15,570	
Освещение	130	0,95	0,85	0,65/1,17	110,500	129,285	123,500	144,495	
Итого по цеху	5324	0,256	0,195	0,76/1,188	1039,940	1235,150	1363,300	1628,009	2123,441
<u>4. Механосборочный (сварочный) цех</u>									
Металлообрабатывающие станки	2200	0,2	0,16	0,6/1,33	352	468,160	440	585,200	
Станки-автоматы	2195	0,25	0,17	0,65/1,17	373,150	436,586	548,750	642,038	
Сварочные машины шовной, стычной, точечной сварки	1400	0,5	0,25	0,65/1,17	350	409,500	700	819	
Сварочные машины дуговой сварки	900	0,5	0,35	0,65/1,17	315	368,550	450	526,500	
Сварочные п/а	550	0,5	0,35	0,5/1,73	192,500	333,025	275	475,750	
Вентиляторы, калориферы	170	0,7	0,65	0,8/0,75	110,500	82,875	119	89,250	
Под.-транс. средства	130	0,1	0,05	0,5/1,73	6,500	11,245	13	22,490	
Освещение	170	0,95	0,85	0,65/1,17	144,500	169,065	161,500	188,955	
Итого по цеху	7715	0,350	0,239	0,76/1,236	1844,150	2279,006	2707,250	3349,183	4306,533

Продолжение таблицы А.1

Наименование групп электроприемников	$P_{уст}$ , кВт	$K_c$	$K_{II}$	$\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$	$P_{ср.маx}$ , кВт	$Q_{ср.маx}$ , кВАр	$P_{расч}$ , кВт	$Q_{расч}$ , кВАр	$S_{расч}$ , кВА
<u>5. Литейный цех</u>									
Печи сопротивления	3550	0,9	0,8	0,95/0,33	2840	937,200	3195	1054,350	
Литейные машины	2011	0,55	0,45	0,78/0,8	904,950	723,960	1106,050	884,840	
Вентиляторы, калориферы	160	0,7	0,65	0,8/0,75	104	78	112	84	
Под.-транс. средства	90	0,1	0,05	0,5/1,73	4,500	7,785	9	15,570	
Освещение	140	0,95	0,85	0,65/1,17	119	139,230	133	155,610	
Итого по цеху	5951	0,765	0,668	0,75/0,475	3972,450	1886,175	4555,050	2194,370	5056,060
<u>6. Кузнечнопрессовый цех</u>									
Пресса	2400	0,25	0,17	0,65/1,17	408	477,360	600	702	
Молота	1725	0,4	0,24	0,65/1,17	414	484,380	690	807,300	
Печи	1400	0,9	0,8	0,95/0,33	1120	369,600	1260	415,800	
Вентиляторы, калориферы	120	0,7	0,65	0,8/0,75	78	58,500	84	63	
Под.-транс. средства	85	0,1	0,05	0,5/1,73	4,250	7,353	8,500	14,705	
Освещение	110	0,95	0,85	0,65/1,17	93,500	109,395	104,500	122,265	
Итого по цеху	5840	0,470	0,363	0,65/0,711	2117,750	1506,588	2747	2125,070	3473,029
<u>7. Термический цех</u>									
Печи сопротивления	1950	0,9	0,8	0,95/0,33	1560	514,800	1755	579,150	
Вентиляторы, калориферы	80	0,7	0,65	0,8/0,75	52	39	56	42	
Под.-транс. средства	85	0,1	0,05	0,5/1,73	4,250	7,353	8,500	14,705	
Освещение	115	0,95	0,85	0,65/1,17	97,750	114,368	109,250	127,823	
Итого по цеху	2230	0,865	0,769	0,95/0,394	1714	675,521	1928,750	763,678	2074,435
<u>8. Ремонтномеханический цех</u>									
Металлообрабатывающие станки	851	0,2	0,16	0,6/1,33	136,160	181,093	170,200	226,366	
Сварка многопостовая	150	0,4	0,3	0,45/1,98	45	89,100	60	118,800	
Сварочные машины точечной, стычной, дуговой сварки	300	0,5	0,35	0,65/1,17	105	122,850	150	175,500	
Вентиляторы, калориферы	50	0,7	0,65	0,8/0,75	32,500	24,375	35	26,250	
Под.-транс. средства	30	0,1	0,05	0,5/1,73	1,500	2,595	3	5,190	
Освещение	70	0,95	0,85	0,65/1,17	59,500	69,615	66,500	77,805	

Продолжение таблицы А.1

Итого по цеху	1451	0,334	0,262	0,6/1,290	379,660	489,628	484,700	629,911	794,809
9. Электроремонтный цех									
Металлообрабатывающие станки	719	0,2	0,16	0,6/1,33	115,040	153,003	143,800	191,254	
Электропечи	200	0,9	0,8	0,95/0,33	160	52,800	180	59,400	
Сварка многопостовая	150	0,4	0,3	0,45/1,98	45	89,100	60	118,800	
Переносный электроинструмент	15	0,1	0,06	0,5/1,73	0,900	1,557	1,500	2,595	
Вентиляторы, калориферы	50	0,7	0,65	0,8/0,75	32,500	24,375	35	26,250	
Под.-транс. средства	20	0,1	0,05	0,5/1,73	1	1,730	2	3,460	
Освещение	70	0,95	0,85	0,65/1,17	59,500	69,615	66,500	77,805	
Итого по цеху	1224	0,40	0,34	0,65/0,95	413,940	392,180	488,800	479,564	684,768
10. Инструментальный цех									
Металлообрабатывающие станки	2664	0,2	0,16	0,6/1,33	426,240	566,899	532,800	708,624	
Сварочные п/а	46	0,5	0,35	0,5/1,73	16,100	27,853	23	39,790	
Вентиляторы, калориферы	60	0,7	0,65	0,8/0,75	39	29,250	42	31,500	
Под.-транс. средства	104	0,1	0,05	0,5/1,73	5,200	8,996	10,400	17,992	
Освещение	90	0,95	0,85	0,65/1,17	76,500	89,505	85,500	100,035	
Итого по цеху	2964	0,23	0,19	0,6/1,283	563,040	722,503	693,700	897,941	1134,688
11. Транспортный цех	529	0,7	0,65	0,7/1,02	343,850	350,727	370,300	377,706	528,946
12. Модельный цех	1555	0,3	0,2	0,6/1,33	311	413,630	466,500	620,445	776,257
13. Гальванический цех	890	0,8	0,7	0,95/0,33	623	205,590	712	234,960	749,767
14. Котельно-компрессорный цех									
Насосы, компрессоры	1197	0,75	0,7	0,85/0,62	837,900	519,498	897,750	556,605	
Вентиляторы, калориферы	60	0,7	0,65	0,8/0,75	39	29,250	42	31,500	
Под.-транс. средства	15	0,1	0,05	0,5/1,73	0,750	1,298	1,500	2,595	
Освещение	70	0,95	0,85	0,65/1,17	59,500	69,615	66,500	77,805	
Итого по цеху	1342	0,75	0,70	0,8/0,661	937,150	619,661	1007,750	668,505	1209,322
Синхронный двигатель типа СТД-800-23УХЛ4, мощностью 800 кВт, 4 электродвигателя	3200	0,75		0,85/0,62			2400	1488	2823,853
Итого по заводу	43362				14871,4	11548,6	17526,9	13430,4	22080,9

## Приложение Б

Таблица Б - Расчёт цехов предприятия

№ п/п	Наименование цеха	S <sub>ном.т.</sub> , кВА	K <sub>з</sub> действительный	N <sub>опт</sub>	Q <sub>max.т.</sub> , кВАр	Q <sub>нк.р.</sub> , кВАр
1	Механический	400	0,794	2	188,859	583,390
3	Механосборочный	1000	0,751	2	1215,946	135,150
4	Механосборочный (сварочный)	1600	0,779	2	1775,587	519,006
5	Литейный	1600 1000	0,672 0,686	2 2	781,613 774,597	344,008 0
6	Кузнечнопрессовый	1600	0,786	2	1368,309	138,279
7	Термический	1000	0,691	2	988,836	0
8	Ремонтномеханический	400	0,854	1	46,071	443,557
9	Электроремонтный	400	0,874	1	124,153	268,027
10	Инструментальный	400	0,792	2	304,279	418,224
11	Транспортный	400	0,823	1	125,829	214,898
12	Модельный	400	0,821	1	218,355	213,630
13	Гальванический	400	0,796	2	146,530	59,070
14	Котельно- компрессорный	630	0,694	2	320,743	298,918

## Приложение В

Таблица В - Выбор низковольтных конденсаторных установок

№ п/п	Наименование цеха	Количество и тип конденсаторных установок	Суммарная мощность конденсаторных установок, $Q_{\text{нк.н}}$ , кВАр
1	Механический	2 шт × АКУ-0,4-300-50-УХЛ4	600
3	Механосборочный	2 шт × АКУ-0,4-75-12,5-УХЛ4	150
4	Механосборочный (сварочный)	2 шт × АКУ-0,4-300-50-УХЛ4	600
5	Литейный	2 шт × АКУ-0,4-225-25-УХЛ4 -----	450 0
6	Кузнечнопрессовый	2 шт × АКУ-0,4-75-12,5-УХЛ4	150
7	Термический	-----	0
8	Ремонтномеханический	АКУ-0,4-450-50-УХЛ4	450
9	Электроремонтный	АКУ-0,4-325-50-УХЛ4	325
10	Инструментальный	2 шт × АКУ-0,4-225-25-УХЛ4	450
11	Транспортный	АКУ-0,4-225-25-УХЛ4	225
12	Модельный	АКУ-0,4-225-25-УХЛ4	225
13	Гальванический	АКУ-0,4-75-12,5-УХЛ4	75
14	Котельно-компрессорный	2 шт × АКУ-0,4-150-12,5-УХЛ4	300

### Приложение Г

Таблица Г - Расчётная нагрузка с учётом КУ и потерь в трансформаторах

№ п/п цеха	№ п/п ТП	Scr.max, кВА	Кол-во и Стр, кВА	K <sub>з</sub>	ΔP <sub>T</sub> , кВт	ΔQ <sub>T</sub> , кВАр	Q <sub>кун</sub> , кВАр	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВАр	S <sub>p</sub> , кВА
1	1	635,297	2×400	0,794	4,927	13,448	600	621,354	199,145	652,487
3	3	1503,006	2×1000	0,751	8,654	32,420	150	1057,248	1149,990	1562,130
4	4	2493,982	2×1600	0,779	13,313	54,702	600	1870,776	1788,410	2588,091
5	5	2150,400	2×1600	0,672	10,751	41,039	450	2393,952	775,699	2516,489
	6	1372	2×1000	0,686	7,627	27,283	0	1615,254	815,120	1809,272
6	7	2514,994	2×1600	0,786	13,494	55,666	150	2144,738	1467,920	2598,979
7	8	1390	2×1000	0,691	7,763	27,966	0	1729,526	731,453	1877,840
8	9	381,723	1×400	0,854	6,086	24,523	450	385,746	64,151	391,044
9	10	389,873	1×400	0,874	6,298	25,371	325	420,238	93,551	430,525
10	11	633,566	2×400	0,792	4,530	18,299	450	572,100	327,101	659,009
11	12	369,302	1×400	0,823	5,766	23,242	225	349,616	157,969	383,648
12	13	368,482	1×400	0,821	5,745	23,161	225	316,745	220,791	386,104
13	14	636,540	2×400	0,796	4,565	18,440	75	632,130	167,470	653,938
14	15	874,440	2×630	0,694	5,340	22,923	300	947,830	365,507	1015,863

## Приложение Д

### Таблица Д - Нескомпенсированная реактивная мощность ТП

№ п/п	Наименование цеха	№ ТП	Количество и мощность трансформаторов	Q <sub>p</sub> , кВАр	Q <sub>кун</sub> , кВАр	Δ Q <sub>т</sub> , кВАр	Q <sub>н.с.</sub> , кВАр
1	Механический	1	2×400	949,008	600	26,896	375,904
2	Механический	2	1×630	629,553	150	35,350	514,903
3	Механосборочный	3	2×1000	1628,009	150	64,840	1542,849
4	Механосборочный (сварочный)	4	2×1600	3349,183	600	109,404	2858,587
5	Литейный	5	2×1600	2194,370	450	82,078	1899,014
		6	2×1000		0	54,566	
6	Кузнечнопрессовый	7	2×1600	2125,070	150	111,332	2086,402
7	Термический	8	2×1000	763,678	0	55,932	819,610
8	Ремонтномеханический	9	1×400	629,911	450	24,523	204,434
9	Электроремонтный	10	1×400	479,564	325	25,371	180,935
10	Инструментальный	11	2×400	897,941	450	36,598	502,539
11	Транспортный	12	1×400	377,706	225	23,242	184,948
12	Модельный	13	1×400	620,445	225	23,161	427,606
№ п/п	Наименование цеха	№ ТП	Количество и мощность трансформаторов	Q <sub>p</sub> , кВАр	Q <sub>кун</sub> , кВАр	Δ Q <sub>т</sub> , кВАр	Q <sub>н.с.</sub> , кВАр
13	Гальванический	14	2×400	234,960	75	36,880	196,840
14	Котельно-компрессорный	15	2×630	-819,495	300	45,846	-1073,649
Итого по заводу				14059,903	4150	756,019	10720,922

## Приложение Ж

Таблица Ж.1- Расчётные и каталожные данные выключателей

Место установки оборудования и маркировка	Каталожные данные	Расчётные данные
Секционный выключатель на ГПП, ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 615,824 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 72,102 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатели на линиях, питающих котельно-компрессорный цех, с учетом послеаварийного режима, ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2.	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 195,503 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Секционный выключатель в котельно-компрессорном цехе ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 97,752 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,234 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 12,106 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 41,777 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатели в котельно-компрессорном цехе для питания высоковольтных синхронных двигателей ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 48,876 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,234 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 12,106 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 41,777 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$



Продолжение таблицы Ж.1

Место установки оборудования и маркировка	Каталожные данные	Расчётные данные
Выключатели на отходящих линиях, питающих цеха: №1, №6, №10 типа ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 447,620 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатели на отходящих линиях, питающих цеха: №2, №8, №9. ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2.	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 168,333 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатели на отходящих линиях, питающих цеха: №5, №7. ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 548,892 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатели на отходящих линиях, питающих цеха: №10, №11. ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2.	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 128,063 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатели на отходящих линиях, питающих цеха: №3, №4. ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2.	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Р}} = 494,967 \text{ А}$ $I_{\text{П}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{УД}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{К}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продолжение таблицы Ж.1

Место установки оборудования и маркировка	Каталожные данные	Расчётные данные
Выключатели на отходящих линиях, питающих цеха: №5, №12, №13. ВВ/TEL-10-12,5-1000 УХЛ2.	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{ном.отк}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{ном.дин}} = 32 \text{ кА}$ $t_{\text{п}} \cdot I_{\text{т.с.}}^2 = 468,750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{п}} = 506,677 \text{ А}$ $I_{\text{п}} = 6,766 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## Приложение К

Таблица К.1- Каталожные и расчётные данные трансформаторы тока

Место установки оборудования и маркировка	Каталожные данные	Расчётные данные
Трансформаторы тока на линиях, питающих цеха №1, №6, №10. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 600 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 1720 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 447,620 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока на линиях, питающих цеха №2, №8, №9. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 200 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 50 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 430 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 168,333 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока на линиях, питающих цеха №5, №7. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 600 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 1720 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 548,892 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока на линиях, питающих цеха №10, №11. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 200 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 50 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 430 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 128,063 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока на линиях, питающих цеха №3, №4. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 600 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 1720 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 494,967 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продолжение таблицы К.1

Место установки оборудования и маркировка	Каталожные данные	Расчётные данные
Трансформаторы тока на линиях, питающих цеха №5, №12, №13. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 600 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 1720 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 506,677 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока на линиях, питающих котельно-компрессорный цех. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 200 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 50 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 430 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 195,503 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 49,212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока в котельно-компрессорном цехе для питания высоковольтных синхронных двигателей. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 75 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 18,8 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 68,800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 48,876 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 0,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 12,106 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 41,777 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока, устанавливаемый на секционном выключателе в котельно-компрессорном цехе. ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 150 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 37,5 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 275,200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 97,752 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 0,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 12,106 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 41,777 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продолжение таблицы К.1

Место установки оборудования и маркировка	Каталожные данные	Расчётные данные
Трансформатор тока на вводном выключателе ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 1500 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 3320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 1231,649 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 94,991 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока на секционном выключателе ГПП ТОЛ-СЭЩ 10-У2	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 800 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 2520 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 615,824 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 0,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 14,922 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 72,102 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока на стороне ВН трансформатора ТВТ-110-У1	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ.Т.Т}} = 150 \text{ А}$ $S_{\text{НОМ}} = 30 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{НОМ.ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $t_{\text{П}} \cdot I_{\text{Т.С}}^2 = 2520 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{р}} = 112,458 \text{ А}$ $S_{\text{нагр}} = 5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $i_{\text{уд}} = 29,379 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 858,760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## Приложение Л

Таблица Л - Результаты расчётов сечения кабеля

№ линии	Откуда	Куда	$I_p, A$	$I_{дл. доп.}, A$	$I_{ав}, A$	$S_{нагр.}, мм^2$	$S_{эк.}, мм^2$	$S_{т.с. min.}, мм^2$	$S_{ав.}, мм^2$	Выбранное сечение
1	ГПП	КТП1(Т1)	223,811	275	205	150	95	70	95	3×150
	КТП1(Т1)	КТП7(Т1)	177,347	240	165	120	70	70	70	3×120
	КТП7(Т1)	КТП11(Т1)	43,673	165	75	16	16	70	16	3×70
2	ГПП	КТП1(Т2)	180,138	240	165	120	70	70	70	3×120
	КТП1(Т2)	КТП7(Т2)	133,674	165	140	70	50	70	50	3×70
3	ГПП	КТП2	84,167	165	90	35	50	70	25	3×70
	КТП2	КТП9	56,948	165	75	16	25	70	16	3×70
	КТП9	КТП10	26,356	165	75	16	16	70	16	3×70
4	ГПП	КТП8(Т1)	274,446	310	205	185	120	70	95	3×185
	КТП8(Т1)	КТП5(Т1)	194,603	240	140	120	50	70	50	3×120
5	ГПП	КТП8(Т2)	274,446	310	205	185	120	70	95	3×185
	КТП8(Т2)	КТП5(Т2)	194,603	240	140	120	50	70	50	3×120
6	ГПП	КТП12	64,032	165	75	16	25	70	16	3×70
	КТП12	КТП11(Т2)	43,673	165	75	16	16	70	16	3×70
7	ГПП	КТП3(Т1)	247,484	355	205	240	95	70	95	3×240
	КТП3(Т1)	КТП4(Т1)	165,755	240	140	120	50	70	50	3×120
8	ГПП	КТП3(Т2)	247,484	355	205	240	95	70	95	3×240
	КТП3(Т2)	КТП4(Т2)	165,755	240	140	120	50	70	50	3×120
9,10	ГПП	РП	144,298	205	115	95	70	70	35	3×95
11	ГПП	КТП14(Т1)	253,339	355	140	240	95	70	50	3×240
	КТП14(Т1)	КТП6(Т1)	224,481	275	115	150	50	70	35	3×150
	КТП6(Т1)	КТП13	29,878	165	75	16	16	70	16	3×70
12	ГПП	КТП14(Т2)	223,461	310	115	185	70	70	35	3×185
	КТП14(Т2)	КТП6(Т2)	194,603	240	75	120	50	70	16	3×120

## Приложение М

Таблица М - Результаты расчётов исходных величин

Наименование величин	Численное значение для сторон	
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$
Номинальный ток трансформатора, А  $I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	84	924,9
Схема соединения трансформаторов тока	Д	У
Коэффициент схемы $K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации трансформаторов тока $K_I$	150/5	1000/5
Вторичные токи в плечах защиты, А <span style="margin-left: 20px;"><math>I_H \cdot K_{сх} / K_I</math></span>	4,8	4,6