

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

Электроэнергетика и электротехника

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В. И. Пантелеев

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**140400.62**

код – наименование направления

Электроснабжение завода электростали

Руководитель \_\_\_\_\_ А.С. Амузаде  
подпись, дата      должность, ученая степень      инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ 033440 ЗФЭ 11-06Б А.И. Смирнов  
подпись, дата      № зачетной книжки, группа      инициалы, фамилия

Консультант \_\_\_\_\_ Р.А. Петухов  
подпись, дата      должность, ученая степень      инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

---

институт

Электроэнергетика и электротехника

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.И. Пантелеев

подпись    инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г

**ЗАДАНИЕ**

**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

**в форме бакалаврской работы**



Перечень графического материала 1. Генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок; 2. Экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения блока цехов; 4. План и разрез ГПП; 5. Схема релейной защиты трансформаторов ГПП;

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

\_\_\_\_\_ А.С. Амузаде \_\_\_\_\_

инициалы и фамилия

Задание приняла к исполнению

\_\_\_\_\_ А. И. Смирнов \_\_\_\_\_

подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме: Электроснабжение завода электростали, содержит 86 страниц текстового документа, 12 иллюстрация, 50 таблиц, 178 формул, 2 приложения, 23 использованных источника, 5 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

В результате проектирования системы электроснабжения предприятия было выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

					<b>БР 140400.62 ПЗ</b>		
Изм	Лист	№ докум.	Подпис	Дата			
Разраб.	А.	И.	ь		Лит.	Лист	Листов
Провер.	С.М.И.Музаде					4	87
Реценз.					«СФУ», гр.3ФЭ11-06Б		
Н. Контр.							
Утверд.	Пантелеев						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1. Характеристика технологического процесса.....	8
2. Краткая характеристика приемников электрической энергии.....	10
3. Расчет электрических нагрузок цехов завода.....	14
4. Определение расчетных электрических нагрузок завода.....	17
5. Определение центра электрических нагрузок.....	20
6. Выбор напряжения.....	23
7. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП.....	24
8. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электро- снабжения .....	26
8.1. Техничко-экономический расчет первого варианта по линии 110 кВ.....	27
8.1.1. Выбор сечения воздушной линии.....	28
8.1.2. Капитальные затраты.....	29
8.1.3. Ежегодные затраты.....	31
8.1.4. Приведенные затраты.....	
8.2. Второй вариант: внешнее электроснабжение предприятия по линии 220 кВ.....	31
8.2.1. Выбор сечения воздушной линии.....	32
8.2.2. Капитальные затраты.....	33
8.2.3. Ежегодные затраты.....	34
8.2.4. Приведенные затраты.....	
9. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом ком- пенсации реактивной мощности.....	35
9.1. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов .....	36
9.2. Выбор мощности конденсаторных батарей .....	37
9.3. Выбор высоковольтных конденсаторных батарей .....	39
10. Выбор кабелей в схеме внутреннего электроснабжения.....	41
11. Расчет токов короткого замыкания.....	43
12. Выбор высоковольтного оборудования.....	43
12.1. Выбор выключателей 110 кВ.....	44
12.2. Выбор измерительных ТТ и ТН.....	44
12.2.1. Выбор ТТ в распределительном устройстве 110 кВ.....	46
12.2.2. Выбор ТН в РУ 110 кВ.....	47
12.3. Выбор КРУ выключателей на 10 кВ.....	48
12.4. Выбор автоматических выключателей.....	50

					<b>БР 140400.62 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		<b>15</b>

12.8. Выбор ограничителей перенапряжения.....	52
12.8.1. Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ.....	52
12.8.2. Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ.....	53
12.9. Выбор шин ЗРУ.....	53
12.9.1. Проверка шин на термическую и механическую стойкость	54
12.10. Выбор ТТ на 10 кВ.....	55
12.11. Выбор трансформатора собственных нужд.....	56
13. Релейная защита трансформатора ТРДН-63000/110.....	57
13.1. Дифференциальная токовая защита на МПЗ "Сириус-Т".....	59
13.2. ДЗТ-1.....	60
13.3. Расчет уставки диф.отсечки ДЗТ-2 для МПЗ "Сириус-Т" .....	63
13.4. Дифференциальная защита ДЗТ-3 для МПЗ "Сириус-Т". .....	64
13.5. МТЗ-1 для МПЗ "Сириус-Т".....	65
13.6. МТЗ НН для МПЗ "Сириус-Т" .....	65
13.7. МТЗ-2.....	67
13.8. Защита от перегрузки трансформатора.....	68
13.9. Газовая защита трансформатора.....	69
14. Молниезащита ГПП.....	70
15. Расчет заземляющего устройства.....	74
Список использованных источников.....	76
Приложение А Расчет токов КЗ.....	82
Приложение Б Расчет токов КЗ.....	

## ВВЕДЕНИЕ

Важнейшая задача энергетики – перейти к экономике высшей организации и эффективности со всесторонне развитыми производительными силами и производственными процессами, отношениями, хорошо отлаженными хозяйственными механизмами.

Переход к экономике высшей организации и эффективности, повсеместное внедрение новейших достижений науки и техники требует эффективного развития энергетического хозяйства страны. В настоящее время промышленность потребляет более 70 % производственной в стране электроэнергии. Поэтому стоит актуальная задача: значительно улучшить структуру топливно-энергетического баланса, ускоренно развивать атомную энергетику, широко использовать возобновляемые источники энергии, последовательно проводить во всех отраслях хозяйства активную и целенаправленную работу по экономии топливно-энергетических ресурсов страны.

Намечается продолжение формирования единой энергетической системы страны, осуществить строительство линий электропередачи тока высокого напряжения 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и 1500 постоянного тока.

Необходимо повысить экономичность энергопроизводства, причем намечается, что производительность труда в электроэнергетике возрастет на 21-23%, а себестоимость электрической и тепловой энергии снизится на 4–5 %.

Вся эта оперативно-хозяйственная работа должна опираться на трудовые коллективы. Для этого нужно расширять их права и хозяйственную самостоятельность, одновременно усиливая ответственность и заинтересованность в достижении высоких конечных результатов. Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества. Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению. Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения промпредприятия являются и заключаются в оптимизации параметров этой системы путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		15



и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств компенсации реактивной мощности и т.д.

## 1 Краткая характеристика производственного процесса

Коэффициент заполнения графика нагрузки (как суточного, так и годового) колеблется в пределах 0,7-0,75. Наше предприятие относится к предприятиям, имеющим непрерывный технологический процесс производства в течении всего года при круглосуточной работе. Таким образом, данное промышленное предприятие, в целом, можно отнести к потребителям электроэнергии второй категории по надежности электроснабжения.

Электроснабжение предприятия ведется переменным трехфазным током частотой 50 Гц. На заводе имеются приёмники электрической энергии напряжением выше 1000 В (сталеплавильные печи цехов, синхронные двигатели насосной станции) и ниже 1000 В (вся остальная нагрузка).

Электроприёмники предприятия работают в следующих режимах:

а) Режим продолжительной неизменной или мало меняющейся нагрузки. В этом режиме работают электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов и т.п. Характер нагрузки, как правило, ровный, особенно для мощных установок. Перерыв в электроснабжении этих установок в большинстве случаев недопустим и может повлечь за собой серьёзное повреждение оборудования или огромные убытки предприятия. В этих случаях установки следует относить к потребителям первой категории. Потребители этой группы создают нагрузку равномерную и симметричную по всем трем фазам. Толчки нагрузки имеют место при пуске. Коэффициент мощности достаточно стабилен и обычно имеет значение 0,8-0,85.

б) Режим кратковременной нагрузки. В этом режиме работают - электродвигатели вспомогательных механизмов, металлорежущих станков, механизмы для открывания гидравлических затворов, всякого рода заслонок, задвижек и т.п.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		15

в) Режим повторно-кратковременной нагрузки. Этот режим характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) и длительностью цикла. В этом режиме работают двигатели подъёмотранспортных устройств, мостовых кранов, тельферов, а также сварочных аппаратов, работающих с большими постоянными бросками мощности. Для этих приёмников характерны частые толчки нагрузки. В связи с резкими изменениями нагрузки величина коэффициента мощности меняется так же в значительных пределах, в среднем от 0,3 до 0,8. По бесперебойности питания эти приёмники должны быть отнесены (в зависимости от вида работ и установки) к потребителям первой и второй категорий.

К характерным приемникам электрической энергии предприятия следует отнести электрические осветительные установки, а также нагревательные аппараты и электропечи, работающие в продолжительном режиме с постоянной или мало меняющейся нагрузкой. Отличительной особенностью режима работы электрического освещения является резкое изменение нагрузки почти от нуля по максимуму (в зависимости от времени суток) и постоянство нагрузки во время, когда освещение включено. Электрические светильники представляют однофазную нагрузку, однако благодаря незначительной мощности одного приёмника (от 10 до 1000 Вт) в электрической сети при правильной группировке осветительных приборов, можно достичь достаточно равномерной нагрузки по фазам (с не симметрией не более 5-10 %). Коэффициент мощности для ламп накаливания равен 1, для люминесцентных ламп примерно 0,6. В местах, где отключение освещения угрожает безопасности людей, принимаются специальные системы аварийного освещения. Для осветительных установок применяется напряжение от 12 до 220 В.

Электрические печи как приемники электрической энергии делятся на следующие группы: дуговые электрические печи, индукционные печи. Для дуговых печей характерны мгновенные и частые переносы нагрузок по фазам в период расплавления. В этот же период дуговые печи дают непрерывные толчки тока, величины которых достигают 3-3,5 кратного значения от его номинальной величины. Эти толчки вызывают значительные колебания напряжения. Коэффициент мощности 0,8-0,85. Печи сопротивления выполняются как трёхфазными, так и однофазными и, следовательно, могут создавать несимметричную нагрузку. Коэффициент мощности близок к единице. Индукционные плавильные печи повышенной частоты (105-106 Гц) питаются от специальных генераторов. Генераторы повышенной частоты

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

имеют привод в виде асинхронных или синхронных электродвигателей и следовательно представляют собой симметричную трехфазную нагрузку. Коэффициент мощности - 0,7-0,8. Печные установки в отношении надежности электроснабжения следует отнести к первой и второй категории.

В дипломном проекте одним видом нагрузки заготовительно-сварочного цеха, является сварочный преобразователь. Это электросварочная установка, представляющая из себя блок: двигатель переменного тока -сварочный генератор постоянного тока. При такой системе преобразования электроэнергии сварочная нагрузка распределяется по трем фазам питающей сети переменного тока равномерно, но сохраняет переменный во времени график нагрузки. Коэффициент мощности такой установки достаточно высок и при нормальном режиме работы составляет величину порядка 0,7-0,8, при холостом ходе снижается до 0,5. Сварочные установки следует отнести к приемникам второй категории. Сварочный трансформатор для дуговой сварки работает на частоте 50 Гц переменного тока и является однофазной нагрузкой с повторно - кратковременным режимом работы, с неравномерной нагрузкой фаз и как правило, низким коэффициентом мощности (0,3-0,5). Напряжение питающей сети 220-380 В.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

## 2 Краткая характеристика приёмников электрической энергии промышленного предприятия

Данное промышленное предприятие является крупным потребителем тепловой и электрической энергии.

Потребителями электрической энергии являются в основном электрические станки различных видов напряжением 380/220 и 10000 В. Высоковольтные электрические печи получают питание от распределительных пунктов.

Потребляемая мощность современного завода достигает нескольких сотен тысяч киловатт. Для покрытия тепловой и электрической нагрузок предприятия, как правило, располагаются вблизи мощных районных ТЭЦ, связь с которыми осуществляется по линиям электропередач, через понизительные подстанции.

Распределение электрической энергии по предприятию от ГПП осуществляется на напряжение 10 кВ кабельными линиями. Для уменьшения потерь и затрат на сооружения сетей низкого напряжения, а также для бесперебойности электроснабжения и взаимного резервирования, цеховые трансформаторные подстанции выполняются двух трансформаторными, встроенными в производственные здания.

Предприятие по степени бесперебойности электроснабжения в целом относится к потребителям первой категории.

Отдельные потребители: заводоуправление, ремонтный цеха относятся к потребителям второй категории.

По обеспечению надежности электроснабжения согласно ПУЭ электроприемники делятся на три категории:

1) электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса;

2) электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта;

3) все остальные электроприемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категории.

Перерыв в электроснабжении электроприемников 1-й категории может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания, 2-й категории на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом и для электроприемников 3-й категории на время,

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		15

необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более суток

Питание электроприемников 1-й и 2-й категории осуществляется от двух независимых источников питания. Электроснабжение электроприемников 3-й категории осуществляется от одного источника питания.

Основные производства предприятия работают круглосуточно с ровным графиком нагрузки и с числом часов использования максимума нагрузки равным 7500 часов.

Потребителями электроэнергии завода являются: электроосвещение 220 В; электродвигатели 10 кВ; технологическое оборудование 380 В.

Питание осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой установлены два автотрансформатора АТДЦТН 125000/220/110/35. Расстояние от подстанции до энергосистемы 13 км. Завод работает в три смены, число часов использования максимума нагрузки для фабрики 7500 ч.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		15

## Задание

Тема: «Электроснабжение промышленного предприятия»

Исходные данные на проектирование:

1. Схема генерального плана завода, рисунок 1.
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода.
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два автотрансформатора АТДЦТН 125000/220/110/35.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 13 км.
5. Стоимость электроэнергии за 1кВтч задается преподавателем.
6. Завод работает в 3 смены.

Таблица 2.1 – Установленные электрические мощности

производственных корпусов

Наименование корпуса	Категории	$P_{уст}$ , кВт
1 Склад готовой продукции	III	180
2 Склад вспомогательных материалов	III	40
3 Цех сталеплавильных печей №1 0,4 кВ	I	4000
3а Цех сталеплавильных печей №1 10 кВ	I	6088
4 Цех сталеплавильных печей №2 0,4 кВ	I	2500
4а Цех сталеплавильных печей №2 10 кВ	I	4665
5 Прокатный цех 0,4 кВ	I	6000
5а Прокатный цех 10 кВ	I	10000

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		15

6 Цех сталеплавильных печей №3 0,4 кВ	I	4000
6а Цех сталеплавильных печей №3 10 кВ	I	8366
7 Столярный цех	II	420
8 Ремонтно-механический цех	II	745
9 Кузнечно-прессовый цех	II	772,9
10 Энергоцех	II	911
11 Склад оборудования	III	70
12 Гараж	II	160
13 Насосная 0,4 кВ	I	600
13а Насосная 10 кВ	I	4800
14 Заводоуправление	II	350
15 Компрессорная 0,4 кВ	I	400
15а Компрессорная 10 кВ	I	6000
ИТОГО:	II	61067,9

Освещение цехов и территории определим по площади.

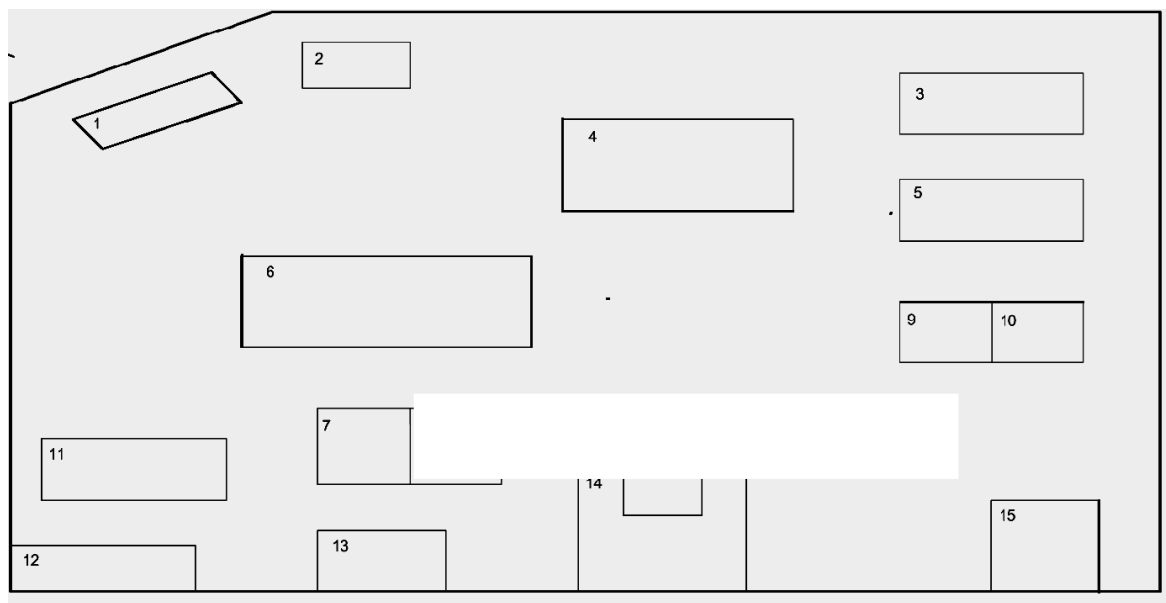


Рисунок 1 – Ген.план промышленного предприятия.

### **3 Расчет электрических нагрузок предприятия**

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчет ведется по установленной мощности и коэффициенту спроса.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		15



Для определения расчетных нагрузок по данному методу необходимо знать установленную мощность  $P_{НОМ}$  группы электроприёмников и коэффициенты мощности  $\cos \varphi$  и спроса  $K_C$  данной группы, определяемые по справочным материалам.

На заданном предприятии оборудование питается от одного класса напряжения – 0,4 кВ. На это напряжение необходимо также рассчитать осветительную нагрузку.

Расчетная силовая нагрузка определяется по формуле, кВт, квар

$$P_{РАСЧ} = K_C \times P_{НОМ}, \quad (3.1)$$

$$Q_{РАСЧ} = P_{РАСЧ} \times tg\varphi \quad (3.2)$$

Расчетная осветительная нагрузка равна, кВт, квар

$$P_{Р.О} = P_{Н.О} \times K_{СО}, \quad (3.3)$$

$$Q_{Р.О} = P_{Р.О} \times tg\varphi, \quad (3.4)$$

где  $K_{СО}$  – коэффициент спроса для осветительной нагрузки;

$P_{Н.О}$  – установленная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{Н.О} = P_{УД.О} \times F, \quad (3.5)$$

где  $P_{УД.О}$  – удельная осветительная нагрузка, отнесенная к площади пола цеха, кВт/м<sup>2</sup>;

$F$  – площадь пола цеха, м<sup>2</sup>.

Таким образом, полная нагрузка цеха равна, кВт•А

$$S = \sqrt{(P_{РАСЧ} + P_{Р.О})^2 + (Q_{РАСЧ} + Q_{Р.О})^2}, \quad (3.6)$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Расчеты проводятся по каждому из цехов предприятия, указанных в задании, результаты расчетов приведены в таблице 3.1.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		15

Э П 2 9  
 И  
 У  
 Ч  
 О  
 Ч  
 И  
 Ц  
 О  
 П  
 е  
 л  
 е  
 Б

Таблица 3. 1 - Определение расчетных электрических нагрузок завода

Наименование цехов	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка				Суммарная нагрузка				
	P <sub>н</sub> , кВт	K <sub>с</sub>	cos φ	tg φ	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВар	F, м <sup>2</sup>	P <sub>вд</sub> , кВт	P <sub>но</sub> , кВт	K <sub>со</sub>	P <sub>д</sub> , кВт	P <sub>д Σ</sub> , кВт	Q <sub>д Σ</sub> , кВар	S <sub>д</sub> , кВА
Потребители энергии 0,4 кВ														
1 Склад готовой продукции	180	0,3	0,8	0,75	54	40,5	1045,333	0,018	18,816	0,6	11,29	65,2896	40,5	76,83087
2 Склад вспомогательных материалов	40	0,3	0,8	0,75	12	9	638,8148	0,016	10,221037	0,6	6,1326	18,13262	9	20,24332
3 Цех сталеплавильных печей №01 0,4 кВ	4000	0,8	0,9	0,48	3200	1549,83	1742,222	0,019	33,1022222	0,95	31,447	3231,447	1549,83	3583,884
4 Цех сталеплавильных печей №02 0,4 кВ	2500	0,8	0,9	0,48	2000	968,644	3252,148	0,019	61,7908148	0,85	52,522	2052,522	968,644	2269,608
5 Цех проката 0,4 кВ	6000	0,8	0,7	1,02	4800	4896,98	1742,222	0,015	26,1333333	0,95	24,827	4824,827	4896,98	6874,544
6 Цех сталеплавильных печей №03 0,4 кВ	4000	0,8	0,9	0,48	3200	1549,83	4123,259	0,019	78,3419259	0,95	74,425	3274,425	1549,83	3622,683
7 Столярный цех	420	0,6	0,7	1,02	252	257,091	161,6609	0,017	2,7482353	0,95	2,6108	254,6108	257,091	361,8324
8 Ремонтно-механический цех	745	0,5	0,75	0,88	372,5	328,514	1117,926	0,015	16,7688889	0,85	14,254	386,7536	328,514	507,4444
9 Кузнечно-прессовый цех	772,9	0,6	0,7	1,02	463,74	473,109	890,4691	0,013	11,5760988	0,85	9,8397	473,5797	473,109	669,4104
10 Энергоцех	911	0,6	0,7	1,02	546,6	557,644	9888,997	0,019	187,890934	0,95	178,5	725,0964	557,644	914,7301
11 Склад оборудования	70	0,3	0,8	0,75	21	15,75	1742,222	0,016	27,8755556	0,6	16,725	37,72533	15,75	40,88109
12 Гараж	160	0,7	0,8	0,75	112	84	1306,667	0,017	22,2133333	0,85	18,881	130,8813	84	155,5182
13 Насосная станция 4 кВ	600	0,7	0,8	0,75	420	315	1200,198	0,016	19,2031605	0,95	18,243	438,243	315	539,7054
14 Заводоуправление	350	0,8	0,8	0,75	280	210	1509,926	0,016	24,1588148	0,85	20,535	300,535	210	366,6351
15 Компрессорная 4 кВ	400	0,7	0,8	0,75	280	210	1593	0,018	28,674	0,95	27,24	307,2403	210	372,1513
Освещение	0	0	0	0	0	0	31955,06	0,00016	5,11281038	1	5,1128	5,11281	0	5,11281
Итого по 0,4 кВ	21149				16013,8	11465,9			574,627165		512,58	16526,42	11255,9	19995,44
Потребители энергии 10 кВ														
3а Цех сталеплавильных печей №01 10 кВ	6088	0,8	0,8	0,75	4870,4	3652,8						4870,4	3652,8	6088
4а Цех сталеплавильных печей №02 10 кВ	4665	0,8	0,85	0,62	3732	2312,89						3732	2312,89	4390,588
5а Цех проката 10 кВ	10000	0,8	0,8	0,75	8000	6000						8000	6000	10000
6а Цех сталеплавильных печей №03 10 кВ	8366	0,8	0,8	0,75	6692,8	5019,6						6692,8	5019,6	8366
12 Насосная станция 10 кВ	4800	0,9	0,9	0,48	4320	2092,27						4320	2092,27	4800
15 Компрессорная 10 кВ	6000	0,9	0,8	0,75	5400	4050						5400	4050	6750
Итого по 10 кВ	39919				33015,2	23127,6					0	33015,2	23127,6	40309,89
Итого	61068				49029	34592,5			574,627165		512,58	40541,62	24383,5	60204,19

#### 4 Определение расчетных электрических нагрузок предприятия

Из таблицы 3.1 полная расчетная мощность нагрузки на 0,4 кВ  
 $S_p = 19995,44$  кВ·А.

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не найдены, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно, кВт, квар

$$\Delta P_{u.mp} = 0,02 \cdot S_p, \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_{u.mp} = 0,1 \cdot S_p, \quad (4.2)$$

Тогда для цеховых трансформаторов

$$\Delta P_{u.mp} = 0,02 \cdot 19995,44 = 399,91$$

$$\Delta Q_{u.mp} = 0,1 \cdot 19995,44 = 1999,54.$$

Оптимальная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в часы максимума активных нагрузок, квар

$$Q_{\vartheta} = K_{\alpha} \cdot Q_{p\Sigma} \quad (4.3)$$

$$Q_{\vartheta} = 0,24 \cdot 49541,62 = 11890.$$

Необходимая мощность компенсирующих устройств (КУ) по заводу, квар

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{цт} - Q_{\vartheta}, \quad (4.4)$$

$$Q_{ку} = 34383,5 + 1999,54 - 11890 = 24493,04.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Нескомпенсированная мощность на шинах 10 кВ с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, будет равна, квар

$$Q_{10кВ} = (Q_{p \Sigma 0,4кВ} + Q_{p \Sigma 10кВ}) \cdot K_{рм} + \Delta Q_{цт}, \quad (4.5)$$

где  $K_{рм}$  - коэффициент разновременности максимумов.

$$Q_{10кВ} = 34383,5 \cdot 0,95 + 1999,54 = 34663,9.$$

Нескомпенсированная мощность на шинах 6-10 кВ ГПП будет равна, квар

$$Q = Q_p - Q_{ку}, \quad (4.6)$$

$$Q = 34663,9 - 24493,04 = 10170,86.$$

Потери активной мощности в батареях статических конденсаторов, кВт

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку}, \quad (4.7)$$

где  $\Delta P_{уд}$  - удельные потери активной мощности, составляющие 0,2 % от  $Q_{ку}$ , /2/, кВт/квар

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 24493,04 = 49.$$

Активная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и потерь в компенсирующих устройствах, кВт

$$P_{10кВ} = (P_{p \Sigma 10кВ} + P_{p \Sigma 0,4кВ}) \cdot K_{рм} + P_{o \Sigma} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{ку}, \quad (4.8)$$

$$P_{10кВ} = 49541,62 \cdot 0,95 + 574,63 + 399,91 + 49 = 48088,1.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Полная мощность на шинах 10 кВ ГПП, кВ•А

$$S_{p10кВ} = \sqrt{P_{10кВ}^2 + Q_{10кВ}^2}, \quad (4.9)$$

$$S_{p10кВ} = \sqrt{48088,1^2 + 10170,86^2} = 49151,93.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяем по формулам,  
кВт, квар

$$\Delta P_{mГПП} = 0,02 \cdot S_{10кВ}, \quad (4.10)$$

$$\Delta P_{mГПП} = 0,02 \cdot 49151,93 = 983,04,$$

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,1 \cdot S_{10кВ}, \quad (4.11)$$

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,1 \cdot 49151,93 = 4915,2.$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП,  
кВ•А

$$S_{pВН} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{mГПП})^2 + (Q_p + \Delta Q_{mГПП})^2}, \quad (4.12)$$

$$S_{pВН} = \sqrt{(48088,1 + 983,04)^2 + (10170,86 + 4915,2)^2} = 57029,7.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

## 5 Определение центра электрических нагрузок.

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяет производственные условия, приближают к центрам электрических нагрузок.

Это позволяет построить экономичную и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения.

РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия.

Подстанция является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия. Поэтому оптимальное размещение подстанции по территории промышленного предприятия — важный вопрос при построении рациональных систем электроснабжения. Выбор числа, мощности, места расположения цеховых трансформаторных подстанций (ТП), распределительных пунктов (РП) и главной понизительной подстанции (ГПП) удобно производить с помощью картограммы нагрузок. Для каждой группы электроприёмников, связанных технологически (участок, цех, агрегат), в соответствии с её расчётной нагрузкой  $P_p$  определяют радиус окружности, площадь которой в выбранном масштабе пропорциональна нагрузке. Центр этой окружности находится в геометрическом центре плана соответствующего агрегата, а в случае участка или цеха — в центре нагрузки группы. Радиус окружностей находят по формуле, м

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (5.1)$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

где  $P_{Pi}$  — расчётная мощность  $i$ -го цеха;

$m$  — масштаб для определения площади круга,  $m = 1 \cdot \frac{\text{кВт}}{\text{см}^2}$ .

Сектор осветительной нагрузки находят по формуле

$$\alpha = \frac{P_{PO}}{P_P + P_{PO}} \cdot 360^\circ, \quad (5.2)$$

Имея картограмму нагрузок цехов предприятия и их координаты на генплане, можно определить центр электрических нагрузок предприятия (аналогично центру тяжести плоских фигур) с координатами,  $m$

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (5.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (5.4)$$

где  $P_{Pi}$  — активная нагрузка  $i$ -го цеха, кВт;

$x_i, y_i$  — координаты центра тяжести  $i$ -го цеха, м.

Расчёты сведём в таблицу 5.1.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66



Таблица 5.1 - определения центра электрических нагрузок

№ цеха по генплану	Рр сум, кВт	Рро, кВт	г, мм	альфа град	X, м	Y, м	Рр сум * X	Рр сум * Y
Потребители 0,4 кВ								
1	65,2896	11,2896	2	62	52,889	197,56	3453,094	12898,323
2	18,1326222	6,13262	1	122	133,78	217,78	2425,742	3948,8822
3	3231,44711	31,4471	13	4	373,33	202,22	1206407	653470,42
4	2052,52219	52,5222	10	9	252	175,78	517235,6	360787,79
5	4824,82667	24,8267	16	2	373,33	157,11	1801269	758033,88
6	3274,42483	74,4248	13	8	141,56	121,33	463513	397296,88
7	254,610824	2,61082	4	4	133,78	62,222	34061,27	15842,451
8	386,753556	14,2536	5	13	169,56	62,222	65576,21	24064,666
9	473,579684	9,83968	5	7	354,67	108,89	167962,9	51567,566
10	725,096388	178,496	6	89	392	108,89	284237,8	78954,94
11	37,7253333	16,7253	1	160	46,667	49,778	1760,516	1877,8833
12	130,881333	18,8813	3	52	35,778	9,3333	4682,643	1221,5591
13	438,243002	18,243	5	15	140	14	61354,02	6135,402
14	300,534993	20,535	4	25	24,889	248,89	7479,982	74799,82
15	307,2403	27,2403	4	32	392	248,89	120438,2	76468,697
освещение	5,11281038	5,11281	1	360	1695,6	1009,3	8669,054	5160,2425
итого	16526,4212	512,581					4750526	2522529,4
Потребители 10 кВ								
3а	4870,4	0	16,08	0	373,33	202,22	1818283	984903,11
4а	3732	0	14,07	0	252	175,78	940464	656002,67
5а	8000	0	20,61	0	373,33	157,11	2986667	1256888,9
6а	6692,8	0	18,85	0	141,56	121,33	947403	812059,73
13а	4320	0	15,14	0	140	14	604800	60480
15а	5400	0	16,93	0	392	248,89	2116800	1344000
итого	33015,2	0					9414416	5114334,4
всего	49541,6212	512,581					14164942	7636863,8

$X_0=285,92$ ;  $Y_0=154,15$ .

ГПП и ТП следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, что сокращает протяжённость распределительных сетей электроснабжения предприятия, а, следовательно, снижает их стоимость и потери электроэнергии. Если центр электрических нагрузок попадает в расположение какого-либо цеха, то ГПП смещают в сторону источника питания вблизи этого цеха. В дипломном проекте ГПП смещено в сторону подхода ЛЭП на расстояние примерно 85-100 м.

Погрешность расчёта центра электрических нагрузок по указанному методу составляет 5-10%, что в большинстве случаев отвечает требованиям практики.

## 6 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения

Номинальное напряжение – один из важнейших пространственных параметров системы электроснабжения, определяющий её размер, а, следовательно, и мощность.

Критерием выбора оптимального напряжения, как и других параметров систем электроснабжения, являются затраты, руб/год

$$Z_{\Sigma} \rightarrow \min. \quad (6.1)$$

В качестве начального шага к выбору оптимального напряжения внешнего электроснабжения  $U_o^{opt}$ , можно применить формулу Стилла, кВ

$$U_o^{opt} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (6.2)$$

где  $l$  – расстояние до центра питания, км;  $P$  – расчетная мощность, МВт.

Таким образом:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{13 + 16 \cdot 49,541} = 123,2 .$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Определив  $U_0^{opt}$ , следует рассчитать приведенные затраты на электрические сети и подстанции при стандартных напряжениях  $U_i$  в области  $U_0^{opt}$  и выбрать  $U^{opt}$ , при котором  $Z_{\Sigma} \rightarrow \min$ .

$$110 \text{ кВ} \leq 123,2 \leq 220 \text{ кВ} .$$

В приведенные затраты следует включать только составляющие, характерные для варианта напряжения, но не включать одинаковые элементы для всех напряжений.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

## 7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП

Наиболее часто ГПП промышленных предприятий выполняются двухтрансформаторными. Одно или трех трансформаторные подстанции используются гораздо реже и требуют более серьезного технико-экономического обоснования.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчетной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы с учетом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В послеаварийном режиме, при отключении одного трансформатора, для надежного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора. При этом, часть неответственных потребителей, с целью снижения нагрузки трансформатора может быть отключена.

Если на ГПП устанавливаются два трансформатора, то номинальная мощность каждого из них определяется по условию, кВ•А

$$S_m \geq \frac{S_{p_{вн}}}{K_3 \times n_m}, \quad (7.1)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора.

$$S_m \geq \frac{57029,7}{2 \times 0,7} = 40735,5.$$

Согласно /2/, выбираем два одинаковых трансформатора:

ТРДН – 63000/220;

ТРДН – 63000/110.

Проверяем коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах

$$K_{з.нр} = \frac{S_{p_{вн}}}{n_m \times S_{нм}} \leq 0,7, \quad (7.2)$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

$$K_{з.нр} = \frac{57029,7}{2 \cdot 63000} = 0,453 < 0,7 .$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_{з.ар} = \frac{S_{р\text{ ВН}}}{S_{ум}} \leq 1,4 , \quad (7.3)$$

$$K_{з.ар} = \frac{57029,7}{63000} = 0,91 < 1,4 .$$

Таблица 7 - Каталожные данные трансформатора

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Напряжение обм.			Потери, кВт		U <sub>к</sub> , % ВН- НН	I <sub>хх</sub> , %	Цена тыс. руб.
		ВН	СН	НН	P <sub>хх</sub>	P <sub>кз</sub>			
ТРДН- 63000/110	63	115	-	10,5	59	260	10,5	0,65	11600
ТРДН- 63000/220	63	230	-	11	82	300	12	0,8	14700

## 8 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП или РП). Если имеются потребители 1 – ой категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии. Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два автотрансформатора АДЦТН 125000/220/110/35 , а от них идут воздушные линии электропередач 110 кВ и 220 кВ, которые подходят к открытой части ГПП. На открытой части ГПП остановлены два трансформатора мощностью 63000 КВА, подключенные к ЛЭП через выключатели. На низкой стороне трансформаторов напряжением 10 кВ аппаратура выполнена комплектным распределительным устройством типа КРУ, от которого производится распределение электроэнергии на отдельные трансформаторные подстанции цехов и распределительные пункты. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин автотрансформатора воздушной линией 110 кВ с установкой на территории завода ГПП с двумя трансформаторами ТРДН 63000/110 (1-й вариант) и от шин энергосистемы воздушной линией 220 кВ, с установкой на территории предприятия ГПП с двумя трансформаторами ТРДН 63000/220 (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 8.1. Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = 0,14 \times K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (8.1)$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

где  $K_{\Sigma}$  - суммарные капвложения в схему электроснабжения, тыс. руб.;

$I_{\Sigma}$  - суммарные издержки, тыс. руб.

$$I_{\Sigma} = I_{A\Sigma} + I_{O\Sigma} + I_{ПЭ\Sigma}, \quad (8.2)$$

где  $I_{A\Sigma}$  - суммарные издержки на амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{O\Sigma}$  - суммарные издержки на обслуживание объекта, тыс. руб.;

$I_{ПЭ\Sigma}$  - суммарные издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.

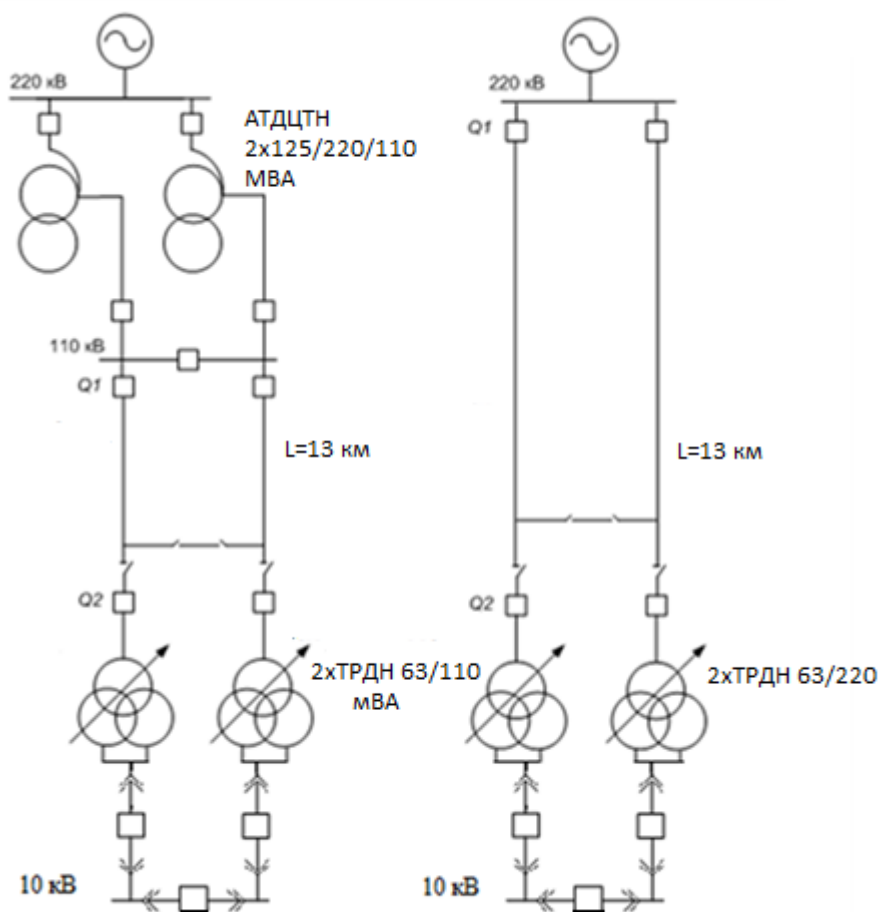


Рисунок 8.1 – Варианты схем сравнения внешнего электроснабжения

а) 1-й вариант; б) 2-й вариант

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР 140400.62 ПЗ

Лист

66

## 8.1 Технико-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения

### 8.1.1 Выбор сечения воздушной линии

Сечение проводов воздушных линий определяется из условия:

$I_{доп} \geq I_{расч}$ , определим расчетный ток по линии электропередач, А

$$I_p = \frac{S_{ном}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.3)$$

где  $n$  – число цепей.

$$I_p = \frac{57029,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 149,669.$$

$$I_{макс. раб.} = \frac{S_{рВН}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.4)$$

$$I_p = \frac{57029,7}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 299,337.$$

Соответствующее этому току нестандартное сечение определяется по формуле, мм<sup>2</sup>

$$F_{нест} = \frac{I_p}{j_{ЭК}}, \quad (8.5)$$

где  $j_{ЭК}$  - экономическая плотность тока, А/ мм<sup>2</sup>.

$$F_{нест} = \frac{149,669}{1,0} = 149,669.$$

По /2/ выбираем провод АС–150/24.

Для АС-150/24  $I_{доп} = 450 \text{ А} \geq I_p = 299,337 \text{ А}$ .

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66



### 8.1.2 Капитальные затраты в схему электроснабжения

Капитальные затраты на ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{Q1}} + K_{\text{ВЛ}}, \quad (8.6)$$

где  $K_{\text{Q1}}$  - стоимость одной ячейки с выключателем. По[5] стоимость воздушного выключателя ВВУ-110Б-40/2000ХЛ равна 4150 тыс. руб., стоимость сооружения ВЛ 110 кВ на стальных двухцепных опорах с одновременной подвеской двух цепей и проводом марки АС-150/24 равна 1280 тыс. руб. (Гашение дуги происходит потоком сжатого воздуха, номинальное напряжение до 1150 кВ).

Стоимость воздушной линии, тыс. руб.

$$K_{\text{ВЛ}} = K_{\text{уд}} \times l, \quad (8.7)$$

Суммарные затраты на ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 4150 \times 2 + 1280 \times 13 = 24940.$$

Стоимость двух трансформаторов ТРДН-63000/110 /2/

$$K_{\text{T}} = 11600 \times 2 = 23200.$$

Суммарные затраты на ГПП, тыс. руб.

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{T}} + K_{\text{Q1}}, \quad (8.8)$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

$$K_{ГПП}=23200+8300=31500.$$

Полные капиталовложения в схему электроснабжения составляют, тыс. руб.

$$K_{\Sigma}=K_{ЛЭП}+K_{ГПП}, \quad (8.9)$$

$$K_{\Sigma}=24940+31500=56440.$$

### 8.1.3 Определение ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и на потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб.

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_Q^{AM} + I_{ТР}^{AM}, \quad (8.10)$$

$$I_{\Sigma}^{AM} = \frac{5}{100} \cdot 16600 + \frac{4}{100} \cdot 16640 + \frac{5}{100} \cdot 23200 = 2655,6$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию, тыс. руб.

$$I_{\Sigma}^0 = I_{ЛЭП}^0 + I_Q^0 + I_{ТР}^0, \quad (8.11)$$

$$I_{\Sigma}^0 = \frac{8}{100} \cdot 16640 + \frac{5,9}{100} \cdot 16600 + \frac{5,9}{100} \cdot 23200 = 3679,4$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, равны, тыс. руб.

$$I_{ПЭ} = \beta \times (\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} + \Delta \mathcal{E}_{ТР}), \quad (8.12)$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

где  $\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП}$ ,  $\Delta \mathcal{E}_{ТФ}$  – потери электроэнергии в ЛЭП и трансформаторах, кВт•ч;

$\beta$  – стоимость 1 кВт•ч электроэнергии, руб.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \times \tau, \quad (8.13)$$

где  $\Delta P$  – потери мощности в элементе системы электроснабжения, кВт;

$\tau$  – время потерь, ч.

Время потерь определяется по формуле, ч

$$\tau = \left[ 0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right]^2 \times 8760, \quad (8.14)$$

где  $T_{МАКС}$  – число часов использования максимума, ч/год.

$$\tau = (0,124 + 7500 : 10^4)^2 \cdot 8760 = 6691,6.$$

Потери электроэнергии в линии и трансформаторах соответственно равны, кВт•ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = \frac{S_{РВН}^2}{U_{НОМ}^2} \times \frac{r_0 \times l}{n} \times \tau, \quad (8.15)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = \frac{62,7^2}{110^2} \times \frac{0,249 \times 13}{2} \times 10^3 \times 6691,6 = 3522056,744$$

(8.16)

$$\Delta \mathcal{E}_{ТФ} = n_{ТФ} \times \Delta P_{ХХ} \times T_m + \frac{1}{n_{ТФ}} \times \Delta P_{КЗ} \times \left[ \frac{S_{РВН}}{S_{НОМ.ТФ}} \right]^2 \times \tau,$$

где  $\Delta P_{ХХ}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт /2/;

$\Delta P_{КЗ}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт /2/;

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

$$\Delta \mathcal{E}_{TP} = 2 \times 59 \times 8760 + \frac{1}{2} \times 260 \times \left[ \frac{57,03}{63,0} \right]^2 \times 6691,6 = 1895116,75$$

Таким образом, ежегодные издержки на потери электроэнергии будут равны, тыс. руб./год

$$I_{ПЭ} = 1,6 \times 10^{-3} \times (3522056,744 + 1895116,75) = 8667,5$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год

$$I_{\Sigma} = 2655,6 + 3679,4 + 8667,5 = 15002,5$$

#### 8.1.4 Определение приведенных затрат

Приведенные затраты по первому варианту сравнения, тыс. руб./год.

$$Z = 0,14 \cdot 56440,0 + 15002,5 = 22904,1$$

### 8.2 Технико-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения

#### 8.2.1 Выбор сечения воздушной линии

Определим расчетный ток, протекающий по линии электропередач, А

$$I_p = \frac{57029,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 82,3$$

$$I_p = \frac{57029,7}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 164,6$$

Соответствующее этому току нестандартное сечение, мм<sup>2</sup>

$$F_{HECT} = \frac{82,3}{1,4} = 58,8.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Принимаем наименьшее значение диаметра по условиям потерь на корону сечение  $S_{\text{станд}}=240/32 \text{ мм}^2$ .

Для провода АС-240/32  $I_{\text{доп}}=605 \text{ А(см.[5])}; I_{\text{доп}} \geq I_p$

## 8.2.2 Капитальные затраты на схему электроснабжения

Капитальные затраты на ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{Q1}}$$

где  $K_{\text{в}}$  – стоимость выключателей на линии 220 кВ, тыс.руб.

По [5] стоимость выключателей ВВС-220Б-40/2000У1 равна 8800 тыс. руб. Тогда стоимость 2 выключателей ,тыс.руб

$$K_{\text{в}} = 8800 \times 4 = 35200..$$

Стоимость сооружения воздушной линии 220 кВ на стальных двухцепных опорах с одновременной подвеской двух цепей и проводом марки АС-240 по [5] равна,  $K_{\text{уд}}=2195 \text{ тыс.руб/км}$ .

Стоимость воздушной линии, тыс. руб.

$$K_{\text{ВЛ}} = 2195 \times 13 = 28535.$$

Суммарные затраты на ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 28535 + 35200 = 63735.$$

Стоимость двух трансформаторов ТРДН-63000/220 по [5]

$$K_{\text{т}} = 14700 \times 2 = 29400.$$

Суммарные затраты по второму варианту тыс.руб

$$K_{\text{гпп}} = K_{\text{т}} + K_{\text{Q2}},$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

$$K_{ГПП} = 29400 + 63735 = 93135.$$

### 8.2.3 Определение ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и на потери электроэнергии

Величину амортизационных отчислений определяют в процентах от капитальных затрат по элементам схемы внешнего электроснабжения

$$I_{\Sigma}^{AM} = \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{100} K_i,$$

где  $a_i$  – норматив амортизационных отчислений для  $i$ -го элемента схемы электроснабжения, %;

$K_i$  – капитальные затраты по  $i$  элементу схемы электроснабжения, тыс.руб;

$n$  – число элементов схемы.

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб.

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_{В+Р}^{AM} + I_{ТР}^{AM} + I_{В+Р(ГПП)}^{AM},$$

$$I_{\Sigma}^{AM} = \frac{4}{100} \cdot 28535 + \frac{5}{100} \cdot 35200 + \frac{5}{100} \cdot 29400 = 4371,1.$$

Расходы на обслуживание определяют в процентах от капитальных затрат:

$$I_{\Sigma}^O = \sum_{i=1}^n \frac{O_i}{100} K_i,$$

где  $O_i$  – норматив расходов на обслуживание  $i$ -го элемента схемы внешнего электроснабжения.

$$I_{\Sigma}^O = I_{ЛЭП}^O + I_{В+Р}^O + I_{ТР}^O + I_{В+Р(ГПП)}^O.$$

По [5] для линии 110 кВ,  $O=0,08\%$ ; для оборудования подстанций  $O=0,049\%$ .

Ежегодные издержки на эксплуатацию, тыс. руб.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

$$I_{\Sigma}^{AM} = \frac{8}{100} \cdot 28535 + \frac{4,9}{100} \cdot 35200 + \frac{4,9}{100} \cdot 29400 = 5448,2.$$

Потери электроэнергии в линии и трансформаторах соответственно равны, кВт•ч

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{лэп}} = \frac{57,03^2}{220^2} \times \frac{0,121 \times 13}{2} \times 10^3 \times 6691,6 = 427479,5,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = 2 \times 9,25 \times 8760 + \frac{1}{2} \times 46,5 \times \left[ \frac{57,03}{63,0} \right]^2 \times 6691,6 = 2430605,5.$$

Таким образом, ежегодные издержки на потери электроэнергии будут равны, тыс. руб.

$$I_{\text{пэ}} = 1,6 \times 10^{-3} \times (427479,5 + 2430605,5) = 4572,94.$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год

$$I_{\Sigma} = 4371,1 + 5448,2 + 4572,94 = 14392,24.$$

#### 8.2.4 Определение приведенных затрат

Приведенные затраты по второму варианту сравнения, тыс. руб./год

$$Z = 0,14 \cdot 93135,0 + 14392,24 = 27431,14$$

Таблица 8.1 - Сравнение вариантов внешнего электроснабжения предприятия.

Варианты	Капитальные затраты	Ежегодные расходы, тыс.руб/год			Приведенные затраты, тыс.руб/год
		$I_a$	$I_o$	$I_{пэ}$	
1	56440	2655,6	3679,4	8667,5	22904,1
2	93135	4371,1	5448,2	4572,94	27431,14

По приведенным затратам видно, что вариант 1 (110кВ) более экономичен, чем вариант 2 (220 кВ) на 18,23 %. Исходя из этого для внешнего электроснабжения выбираем вариант 1 (110 кВ ).

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66



## 9 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК составит, квар

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (9.1)$$

где  $Q_{HK1}$  и  $Q_{HK2}$  - суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

### 9.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Минимальное число цеховых трансформаторов  $N_{\min}$  одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч}}}{K_3 \times S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (9.2)$$

где  $K_3$  - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о.е.

$\Delta N$  - добавка до ближайшего целого числа.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Экономически оптимальное число трансформаторов  $N_{опт}$  определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от  $N_{мин}$  на величину  $m$

$$N_{опт} = N_{мин} + m, \quad (9.3)$$

где  $m$  – дополнительно установленные трансформаторы /3/.

Результаты выбора оптимального числа трансформаторов представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Данные для расчета количества трансформаторов в цехах

Подстанции	без $N_{доп}$	с $N_{доп}$	$N_{доп}$	$m$	$N_{опт}$
ТП 1 цеха 7,8,11,12,14	1,54	1	0,46	0	2
ТП 2 цеха 1, 2, 6	2,63	2	0,37	0	3
ТП 3 цех 4	1,6	1	0,4	0	2
ТП 4 цех 3	2,52	2	0,48	0	3
ТП 5 цех 5	3,77	3	0,23	0	4
ТП 6 цеха 9,10,15	1,18	1	0,82	0	2

Сведем в таблицу результаты выбора цеховых трансформаторов:

Таблица 9.2 – Выбор цеховых трансформаторов

Наименование пункта питания	Потребители эл. энергии	Место расположение пункта питания	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_{ном}$ , кВ*А	$K_3$	$N_{мин}$	$N_{опт}$
ТП – 1	цеха 7,8,11,12,14	Цех №13	1972,06	895,4	1600	0,8	1	2
ТП - 2	цеха 1,2,6	Цех № 6	3357,9	1599,33	1600	0,8	2	3
ТП – 3	цех 4	Цех № 4	2052,52	968,64	1600	0,8	1	2
ТП – 4	цех 3	Цех № 3	3231,5	1549,83	1600	0,8	2	3
ТП - 5	цех 5	Цех № 5	4824,83	4896,98	1600	0,8	3	4
ТП-6	цеха 9,10,15	Цех № 15	1505,94	1240,8	1600	0,8	1	2

## 9.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяют по формуле, квар

$$Q_{MAX.T} = \sqrt{(N_{OPT} \times K_3 \times S_{НОМ.Т})^2 - P_P^2}, \quad (9.4)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, квар

$$Q_{НК1} = Q_P - Q_{MAX.T}, \quad (9.5)$$

Дополнительная мощность  $Q_{НК2}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар

$$Q_{НК2} = Q_P - Q_{НК1} - \gamma \times N_{OPT} \times S_{НОМ.Т}, \quad (9.6)$$

где  $\gamma$  - расчетный коэффициент, зависящий от коэффициента удельных потерь  $K_{P1} / 3$ .

Суммарная мощность НБК цеха составляет, квар

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}, \quad (9.7)$$

Таблица 9.3 – Выбор мощности конденсаторных батарей

Наименование ТП	$Q_P$ , квар	$Q_{MAX.T}$ , квар	$Q_{НК1}$ , квар	$Q_{НК2}$ , квар	$Q_{ФАКТ}$ , квар	Кол.	Тип НБК
ТП – 1	895,4	40,4	854,96	-1719,6	1072,0	2	УКМ 58-04-536-67УЗ
ТП – 2	1599,33	1862,82	-263,5	-2903,5	0	---	---
ТП – 3	968,64	1529,96	-561,32	-2321,3	0	---	---
ТП – 4	1549,83	2074,4	-524,57	-3164,6	0	---	---
ТП – 5	4896,98	1713,31	3183,67	-1806,2	3618,0	6	УКМ-58-04-603-67УЗ

ТП - 6	1240,8	2070,2	-829,5	-1348,7	0	---	---
--------	--------	--------	--------	---------	---	-----	-----

Расчетную мощность НБК  $Q_{НК}$  округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок.

### 9.3 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 6 – 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6 – 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Мощность ВБК определяется из формулы, квар

$$Q_{ВК} = \sum_{i=1}^n Q_{P,Vi} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{ГППМ} - Q_{СД.P} - Q_{Э1}, \quad (9.8)$$

где  $\sum_{i=1}^n Q_{P,Vi}$  – расчетная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ  $i$ -го РП, квар;

$Q_{СД}$  – располагаемая мощность СД, квар;

$Q_{Э1}$  – входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 10 кВ (см. задание), квар.

Расчетная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ ТП, квар

$$\sum_{i=1}^n Q_{P,Vi} = \sum_{i=1}^n Q_P - \sum_{i=1}^n Q_{уф} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_m, \quad (9.9)$$

где  $\Delta Q_m$  – суммарные реактивные потери в трансформаторе /3/, квар;

$Q_{уф}$  – фактическая мощность НБК, квар.

$$\sum_{i=1}^n Q_{P,Vi} = 10170,86 - 4690 + 1999,54 + 5703 = 13174,44.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Расчетная мощность ВБК составит, квар

$$Q_{\text{БК}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{P, Bi}} - Q_{\text{Э1}}, \quad (9.10)$$

$$Q_{\text{БК}} = 13174,44 - 11890,0 = 1284,44$$

По табл. 6.5 /2/ выбираем конденсаторы УКЛ57-10,5-900-У3 мощностью 900 кВар. На двух секциях ГПП устанавливаем две ВБК.

Суммарная мощность ВБК  $2 \cdot 900 = 1800$  кВар.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

## 10 Выбор кабелей в схеме внутреннего электроснабжения

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами.

Определим расчётный ток питающей линии от ГПП до РП1 в нормальном  $I_p$  и послеаварийных  $I_{pmax}$  режимах.

$$I_p = \frac{S_p}{n_{ц} \sqrt{3} U_{ном}},$$

$$I_{p.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{ном}},$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение КЛ;  $n$  – число параллельных цепей КЛ;  $S_p$  – расчётная мощность.

$$I_p = \frac{6771,21}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 186,17,$$

$$I_{p.макс} = \frac{6771,21}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 372,33.$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение провода

$$F = \frac{I_{p.макс}}{j_{эк}},$$

$$F = \frac{186,17}{1,6} = 116,4,$$

где  $j_{э}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>,

$$j_{макс} = 7500 \text{ ч}$$

По таблице 4.12 (3) выбираем кабель из сшитого полиэтилена сечением 3x(1x150) мм<sup>2</sup>,  $I_p=435$  А.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Проверяем выбранное сечение по допустимому нагреву, учитывая допустимую нагрузку в послеаварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме.

Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 ч), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме – 0,6. По (см.3 табл.4.6) находим, что допустимая перегрузка  $K_3 = 1,25$ .

Коэффициент  $K_2$  снижения токовой нагрузки принимаем (см.3 табл.4.4) равным 0,9. Коэффициент  $K_1$  принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы для определения  $I_{доп}$ .

Определяем допустимый ток кабельных линий из соотношения

$$K_1 * K_2 * K_3 * I_{доп} \geq I_{p/макс},$$

$$1 * 0,9 * 1,25 * 435 = 489,4 \text{ А} \geq 372,33 \text{ А}.$$

Аналогично произведём расчёты для остальных цехов, и данные занесём в таблицы 10.1 и 10.2.

Выбор кабелей для цеховых трансформаторов выполним в виде таблицы.

Таблица 10.1 – Выбор кабелей 10 кВ

Участок	S	n	$I_p$	$K_{пер}$	$K_{сн}$	$I_{макс}$	$S_{эк}, \text{мм}^2$	$I_{доп.р.}$	Марка	$F_{ст}$	$I_{доп}$
ГПП-Цех 13	6771,21	2	186,17	1,25	0,9	372,33	116,4	489,4	ПвП	150	435
ГПП-Цех 6	12085,7	2	322,3	1,25	0,9	644,6	207,7	627,9	ПвП	300	645
ГПП-Цех 4	6660,2	2	183,1	1,25	0,9	366,2	114,4	427,5	ПвП	150	435
ГПП-Цех 3	9671,9	2	265,9	1,25	0,9	531,8	166,2	641,3	ПвП	240	570
ГПП-Цех 5	16874,5	2	463,9	1,25	0,9	927,9	289,9	1068,7	ПвП	630	950
ГПП-Цех 15	8706,3	2	239,4	1,25	0,9	478,7	149,6	551,3	ПвП	185	490

Применяем кабели с медными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена ПвП.

Таблица 10.2 – Выбор кабелей 0,4 кВ

Участок	S	n	$I_p$	$K_{пер}$	$K_{сн}$	$I_{макс}$	$I_{доп.р.}$	$I_{доп}$	$F_{ст}$	Марка
ТП1 - РП1-12	155,52	2	112,2	1,25	0,9	224,5	70,2	340	10	ПвП
ТП1 - РП2-11	40,9	2	29,52	1,25	0,9	59,03	18,45	122	25	ПвП
ТП1 - РП3-7	361,83	2	261,1	1,25	0,9	522,3	163,2	570	240	ПвП
ТП1 - РП4-8	507,44	2	366,2	1,25	0,9	732,4	228,9	735	400	ПвП

ТП1 -РП5-14	361,64	2	264,6	1,25	0,9	529,2	165,4	570	240	ПвП
ТП2 - РП6-1	76,83	2	55,45	1,25	0,9	110,9	34,7	35	147	ПвП
ТП2 -РП7-2	20,24	2	14,6	1,25	0,9	29,21	9,13	25	122	ПвП
ТП6 -РП8-9	669,4	6	483,1	1,25	0,9	966,2	301,9	1070	800	ПвП
ТП6 -РП9-10	914,7	2	660,2	1,25	0,9	1320,3	412,6	1365	1200	ПвП

## 11 Расчет токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средство ограничения токов КЗ.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 11.2

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2000 Professional и представлены в приложении 1. Результаты расчетов приведены в таблице 11.1

Таблица 11.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$U_0$ кВ	$K_{уд}$ о.е.	$I_{кз}$ кА	$I_{уд}$ кА
К1	115	1,8	0,527	1,341
К2	10,5	1,8	6,628	16,872
К3	10,5	1,8	6,484	16,506



К4	0,4	1,04	12,1	17,794
----	-----	------	------	--------

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

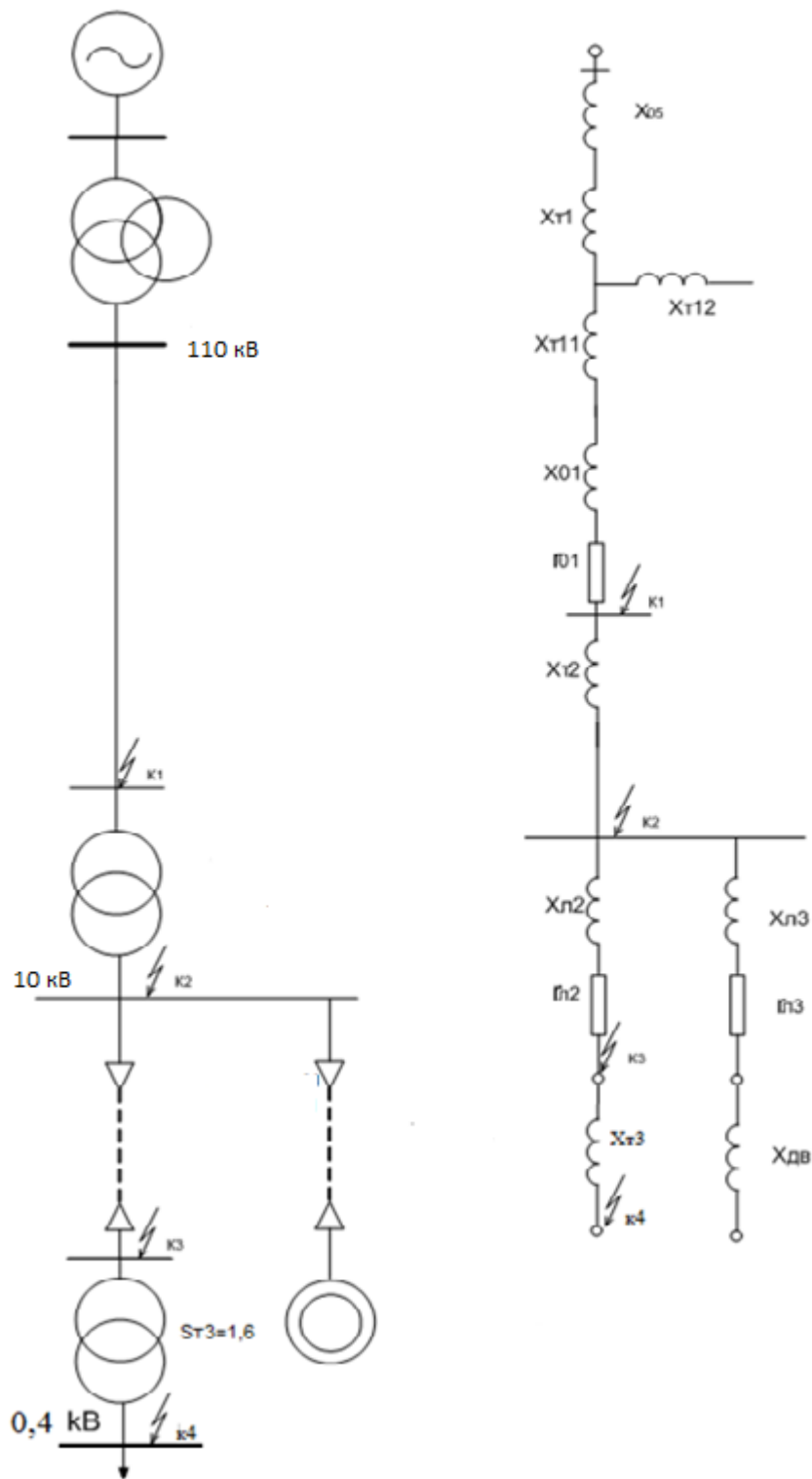


Рисунок 11.1 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

БР 140400.62 ПЗ

Лист

66

## 12 Выбор оборудования

### 12.1 Выбор выключателей 110 кВ

Условия выбора выключателя:

- 1) По напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- 2) По длительному мах току  $I_{раб\ мах} \leq I_{ном}$ ;
- 3) По току отключения  $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$
- 4) По электродинамической стойкости  $i_y \leq i_{пр.кв}$
- 5) По термической стойкости  $B_K \leq I_T^2 t_T$
- 6) По полному току отключения

$$\sqrt{2} I_{нтс} + I_{ат} = 4416,1 \text{ A} \leq I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) = 45885 \text{ A.} \quad (12.1)$$

Определим максимальный рабочий ток в цепи трансформатора, кА

$$I_{раб.макс}^{СН-Т} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{60304,2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,317. \quad (12.2)$$

Выбираем по [5] выключатель ВВУ-110Б-40/2000ХЛ1 (выключатель вакуумный, наружной установки).

В таблице 12 приведены расчетные величины и каталожные данные выключателя.

Таблица 12– Выбор выключателя на 110 кВ

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
		Выключателя ВВУ-110Б-40/2000ХЛ1
$U_{VCT} \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{РАБМАХ} \leq I_1$	317 А	2000 А
$I_{Пт} \leq I_{OT}$	2598 А	40000 А
$i_{v\partial} \leq I_{MAX.1}$	6614 А	40000 А
$B_K \leq I_T^2$	810 Ас	4800 кАс
$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{at} \leq$ $< \sqrt{2}I_{...} (1 +$	4416,1 А	45885,0 А

## 12.2 Выбор измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Контроль над режимами работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. Эти приборы относятся к вторичным цепям и связаны с первичными посредством измерительных трансформаторов тока и напряжения.

### 12.2.1 Выбор ТТ в распределительном устройстве 110 кВ

Условия выбора:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по току  $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
- по динамической устойчивости по условию  $i_{уд} \leq i_{дин}$
- по термической стойкости  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
- по вторичной нагрузке  $Z_2 \leq Z_{2ном}$
- по классу точности.

Перечень необходимых измерительных приборов указан в таблице 6.

Выбираем трансформатор тока ТФЗМ 110Б1 [5]. Для проверки ТТ по

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов [5], определим нагрузку по фазам (таблица 12.1).

Таблица 12.2.1 – Вторичная нагрузка ТТ 110 кВ

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э – 350	1,5	0,5	—	—
Ваттметр	Д – 335	1,5	0,5	—	0,5
Варметр	Д – 345	1,5	0,5	—	0,5
Итого			1,5	—	1,0

Из таблицы 12.1 видно, что наиболее загружен ТТ фазы А. Общее сопротивление приборов равно, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \sum S_{\text{приб}}^{HH} / I_2^2 = 1,5 / 5^2 = 0,06$$

При числе приборов не более трех сопротивление контактов равно, Ом,

$$r_{\text{л}} = 0,05$$

Тогда допустимое сопротивление проводов определится по выражению, Ом,

$$r_{\text{приб}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - \kappa_{\text{л}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09.$$

Ориентировочная длина контрольного кабеля с медными жилами ( $\rho=0,0175$ )  $L=150$  метров. На напряжение 110 кВ ТТ соединены в полную звезду и  $L=L_{\text{расч}}$ , тогда сечение контрольного кабеля равно,  $\text{мм}^2$ ,

$$g_{\text{приб}} = \rho \cdot L_{\text{расч}} / r_{\text{приб}} = 0,0175 \cdot 150 / 1,09 = 2,408.$$

Принимаем контрольный кабель с медными жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ . Зная сечение, определяем реальное сопротивление проводов, Ом,

$$r^2_{\text{приб}} = \rho \cdot L_{\text{расч}} / r_{\text{приб}} = 0,0175 \cdot 150 / 2,5 = 1,05.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Следовательно, истинная вторичная нагрузка ТТ, Ом,

$$Z_2 = r_2 = r_{2\text{ном}} + r_{\text{приб}} + r'_{\text{л}} = 1,05 + 0,06 + 0,05 = 1,16.$$

Расчетные и каталожные данные ТТ сведем в таблицу 12.2.

Таблица 12.2.2 – Выбор ТТ 110 кВ.

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ТФЗМ 110Б1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	317 А	400 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	6,614 кА	80 кА
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	1,16 Ом	1,2 Ом
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	0,81 кА <sup>2</sup> с	2976,75 кА <sup>2</sup> с
Класс точности	0,5	0,5

### 12.2.2 Выбор трансформатора напряжения в РУ 110 кВ

Условия выбора:

– по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

– по вторичной нагрузке  $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$ .

Расчетные нагрузки измерительного ТН на стороне ВН приведены в таблицы 12.2.3.

Таблица 12.2.3 – Расчетные нагрузки измерительного ТН

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Прибор	Тип	$S_{обм.}$ ВА	$n_{обм}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{приб}$	P, BT	Q, BAP
Вольтметр	Э335	2	1	1	0	1	2,0	-
Ваттметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Счетчик Wh	ЦЭ6822	5	1	0,38	0,925	1	1,9	4,6
Счетчик varh	ЦЭ6811	1	1	0,38	0,925	1	0,38	0,925
Вольтметр регистрирующий	Н393	10	1	1	0	1	10	-
Частотометр	Н393	7	1	1	0	1	7	-
Итого							27,3	5,53

Определим мощность приборов, подключаемых к ТН

$$S_2 = \sqrt{27,3^2 + 5,53^2} = 27,85.$$

Счетчики электроэнергии выбираем по табл. П.5.9 [5]. По [5] выбираем ТН НАМИ-110.

Расчетные и каталожные данные ТН на 110 кВ приведем в таблицу 15.

Таблица 12.2.4 – Выбор ТН 110 кВ.

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные НАМИ-110
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$	27,85ВА	75 ВА

### 12.3 Выбор КРУ и выключатели на 10 кВ

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Выбираем комплектное распределительное устройство КРУ К-130. КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 10- 110 кВ и тока 630-4000 А , частотой 50 Гц и 60 Гц .

Условия выбора выключателя:

- 1) По напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- 2) По длительному мах току  $I_{раб\ мах} \leq I_{ном}$ ;
- 3) По электродинамической стойкости  $i_y \leq I_{пр.скв}$
- 4) По термической стойкости  $B_K \leq I_T^2 t_T$
- 5) По полному току отключения

$$\sqrt{2} \cdot I_{птс} + I_{от} = 57029,7 \text{ A} \leq I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right).$$

Выбираем по [5] выключатель ВВЭ-М-10-40/3150 (выключатель вакуумный, внутренней установки).

В таблице приведены расчетные величины и каталожные данные КР КРУ и выключателя на напряжение 10 кВ.

$$I_{раб.макс}^{СН-Т} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{57029,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,136 \text{ кА}.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66



Таблица 12.1 – Выбор КРУ и выключателя на 10 кВ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		Выключатель ВВЭ-М-10-40/2000	КРУ К-130
$U_{VCT} \leq U_H$	10кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{РАБМАХ} \leq I_1$	3146 А	3150 А	3150 А
$I_{Пт} \leq I_{OT}$	7542 А	40000 А	40000 А
$i_{v\partial} \leq I_{МАХ.2}$	16872 А	40000 А	40000 А
$B_K \leq I_7^2$	5,973 кАс	2977 кАс	2977 кАс
$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{at} \leq < \sqrt{2}I_{...} (1 +$	13573,0 А	58968,0 А	-

Габаритные размеры шкафов КРУ:

- ширина 750 мм;
- глубина 1300 мм;
- высота 2270 мм.

Ячейки КРУ К-130 комплектуются ТТ и ТН. Данные в таблице 12.6.

Таблица 12.2

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, В	Номинальная мощность, В•А	Номинальный первичный I (А), U (В);	Номинальный вторичный I (А), U (В);
ТПЛК-10-У3	10 кВ	-	1500	5
НАМИ-10-95	10 кВ	630	10/√3	100

Таблица 12.3 – выбор трансформатора тока по нагрузке

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	1,16 Ом	1,2 Ом

Таблица 12.4 –выбор трансформатора напряжения по напряжению и мощности

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные НАМИ-10-95
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$	27,85ВА	1000 ВА

## 12.4 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

Выбор автоматических выключателей допустимо производить по важнейшим параметрам:

1. По напряжению установки  $U_{уст.} \leq U_{ном.}$  ;
2. По длительному току  $I_{раб.мах} \leq I_{ном.}$  ;
3. По току отключения  $I_{кз} \leq I_{ном. откл.}$  ;

4. Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

Выбираем автоматический выключатель ВА-СЭЩ-ЛВА-0,4 (<http://www.Энергетика и промышленность России - Газета - Автоматические выключатели ВА-СЭЩ 0,4 кВ>)

Таблица 12.5 – Проверка условий выбора автоматического выключателя.

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$	0,4 кВ	0,4 кВ

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

$I_{кз} \leq I_{откл.}$	12100 А	65000 А
-------------------------	---------	---------

Таблица 12.6 – Каталожные данные автоматических выключателей

Тип	$I_{ном}, А$	$I_{расцеп.}, А$	Отключающая способность, кА
ВА-СЭЩ-ЛВА	1600	1600	65

### 12.5 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в электрической цепи без нагрузки (предварительно выключенной выключателем). Допускается использовать разъединители для производства следующих операций:

1. Отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов;
2. Отключать и включать нейтраль трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
3. Отключения и включения зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов) и т.д.

Выбираем разъединители РДЗП-110/3150УХЛ1.

Таблица 12.7 – Каталожные данные разъединителей

Тип	$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$	Предел. сквозн. ток, кА	Ток термич. стойкости, кА
РДЗ-110/3250УХЛ1	110	3150	100	40

### 12.6 Выбор предохранителей

Предохранителем называется аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём

					<b>БР 140400.62 ПЗ</b>	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

Условия выбора:

1. По напряжению установки  $U_{уст.} \leq U_{ном.}$  ;
2. По длительному току  $I_{раб.мах} \leq I_{ном.}$  ;
3. По току отключения  $I_{кз} \leq I_{ном. откл.}$  ;

По /2/ выбираем предохранители ПКТ 104-10-150-20УЗ.

Таблица 12.8 – Каталожные данные предохранителей

Тип	$U_{ном.}$ кВ	$U_{ном. раб.}$ кВ	$I_{ном.}$ А	$I_{ном.откл.}$ кА
ПКТ 104-10-150-20У1	10	12	150	20

## 12.7 Выбор изоляторов

### 12.7.1 Выбор изоляторов 110 кВ

Выбор изоляторов производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению

$$U_{уст} \geq U_{ном.} ;$$

2. По допускаемой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп} .$$

Выбираем изоляторы ИОСПК-10-110/450-II-УХЛ1 (<http://www.iospk-10-110-450-II-uh11>)

1.  $U_{кв} = 110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ} ;$
2. Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н

$$F_{доп} = 0,6 \times F_{разр} , \quad (12.3)$$

$$F_{доп} = 0,6 \times 10000 = 6000$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

где  $F_{\text{раз}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \times \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \times l \times 10^{-7}, \quad (12.4)$$

$$F_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \times \frac{910^2}{1} \times 5 \times 10^{-7} = 7,16$$

## 12.8 Выбор ограничителей перенапряжения

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

### 12.8.1 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции КЛ устанавливают ограничители перенапряжений типа ОПН 110. Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты электрооборудования класса напряжения 110 кВ, работающего в сети с эффективно заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4), от грозовых и коммутационных перенапряжений в пределах их пропускной способности.

Выбираем для защиты на 110 кВ ОПН-110УХЛ1 ([http://www.ogr\\_08.htm](http://www.ogr_08.htm))

Таблица 12.8.1 – Каталожные данные ОПН

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Наибольшее $U_{\text{доп}}$ , кВ	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН-П1-110/77/10/2УХЛ1	110	96	10

### 12.8.2 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Выбираем для защиты на 10 кВ ОПН-КР/ТЕЛ-10/12УХЛ1 .

Таблица 12.8.2 – Каталожные данные ОПН

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Наибольшее $U_{\text{доп}}$ , кВ	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН-КР/ТЕЛ-10/12УХЛ1	10	10,5	12

### 12.9 Выбор шин ЗРУ

В ЗРУ 10 кВ ошиновка выполняется жесткими медными шинами.

Расчетный ток в нормальном режиме, А

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}}}, \quad (12.6)$$

$$I_p = \frac{19995,44}{\sqrt{3} \times 10,5} = 1099,5.$$

При токах до 3000 А применяются одно и двух полосные шины прямоугольного сечения.

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, поэтому сечение выбираем по допустимому току  $I_{\text{МАХДОП}}$ .

Выбираем медные шины прямоугольного сечения, одна полоса на фазу,  $I_{\text{МАХДОП}} = 1125$ , размеры шин - 60 мм.

### 12.9.1 Проверка шин на механическую и термическую стойкость

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле, Н/м

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times k_{\phi} \times \frac{i_y^{(3)2}}{a}, \quad (12.7)$$

где  $i_y^{(3)}$  – ударный ток трехфазного КЗ, А;

$a$  – расстояние между соседними фазами, м;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы.

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times 1 \times \frac{6950^2}{1} = 8,36.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, Мпа

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{i_y^2 \times l^2}{W \times a}, \quad (12.8)$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{6950^2 \times 5^2}{2,5 \times 1} = 8,36 .$$

Шины механически прочны, так как  $\sigma_{расч} = 8,36 МПа$   $\ll \sigma_{доп} = 82,3 МПа$ .

Проверка на термическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$\vartheta_k \ll \vartheta_{к.доп} ,$$

где  $\vartheta_k$  - температура шин при нагреве током КЗ;  $\vartheta_{к.доп}$  - допустимая температура нагрева шин при КЗ.

Температура проводника в предшествующем режиме равна,  $^{\circ}C$

$$\vartheta_H = \vartheta_{доп, дл} \left( \vartheta_{о, ном} \right)^{\frac{\sigma_{MAX}}{\sigma_{доп}}} \quad (12.9)$$

где  $\vartheta_o$  - температура окружающей среды,  $^{\circ}C$ ;

$\vartheta_{доп, дл}$  - длительно допускаемая температура проводника,  $^{\circ}C$ ;

$\vartheta_{о, ном} = 25^{\circ}C$  - номинальная температура окружающей среды.

$$\vartheta_H = 25 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{1052}{1125} \right)^2 = 65,8 .$$

По /4/ определяем -  $\vartheta_k \approx 95^{\circ}C$ , таким образом проверяем соблюдение условия проверки:  $\vartheta_k = 95^{\circ}C \ll \vartheta_{к.доп} = 200^{\circ}C$ .

## 12.10 Выбор трансформаторов тока

На напряжении 10 кВ выбираем шинные проходные трансформаторы тока с литой синтетической изоляцией ТПШЛ-10 и ТЛК-10 с номинальным длительным током и исполнением сердечника в классе 0,5Д (0,5 – для подключения измерительных приборов, Д – для релейной защиты) для внутренней установки. На напряжении 110 кВ принимаем к установке трансформатор тока ТФЗМ110Б-III. Трансформаторы тока предназначены для

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		



присоединения реле защиты и измерительных приборов: амперметра, вольтметра, счетчиков активной и реактивной энергии.

Таблица 12.10.1 – Каталожные данные трансформаторов тока

Тип	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>ном. раб.</sub> , кВ	I <sub>ном</sub> , А		Ток эл. динам.стойк., кА
			первичный	вторичный	
ТПЛК-10	10	12	2000	5	52

### 12.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей с.н. на подстанциях выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, шкафов КРУН, а так же освещение подстанции.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВА /4/.

Таблица 12.11.1 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Электроприемник	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
Шкафы РЗ	0,5	12	6
Шкафы КРУ	0,6	12	7,2
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Нагрузка потребляемая оперативными цепями	1,8	1	1,8
Маслохозяйство	75	1	75
Итого:			100

Для рассматриваемой подстанции могут быть приняты два ТСЗ-160/10 /3/

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

### 13 Релейная защита ТРДН-63000/110

Защищаемым объектом является силовой трансформатор установленный на подстанции неограниченной мощности. Этот трансформатор является понижающим с односторонним питанием, масляным. Работает в сети с большими токами замыкания на землю.

Номинальная мощность трансформатора равна 16 МВ•А, поэтому его относят к трансформаторам большой мощности. Сделаем расшифровку его аббревиатуры ТДНС:

- Т – трёхфазный;
- Р – с расщепленной обмоткой
- Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;
- Н – наличие системы регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), в данном случае пределы регулирования составляют  $-9 \pm 1,78\%$  в нейтрали ВН;

Защищаемый трансформатор имеет следующие возможные повреждения и ненормальные режимы при его эксплуатации:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети ВН с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках;
- «пожар» стали сердечника.
- появление сверхтоков в результате внешних КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижение напряжения ниже допустимого;
- снижение уровня масла в баке трансформатора.

Для защиты трансформатора устанавливаются микропроцессорное устройство «Сириус-Т».

Использование микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики позволяет реализовать все необходимые виды защит присоединений 110 кВ:

- индикацию измеряемых величин на встроенном дисплее;
- хранение информации;
- регистрацию и хранение аварийных параметров;
- установку и изменение уставок защит по локальной сети;
- дистанционное управление коммутационным аппаратом по локальной сети.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Для защиты трансформатора рассмотрим 4 вида защиты:

- максимальная токовая защита – от внешних коротких замыканий;
- максимальная токовая защита – защита от перегрузок и ненормальных режимов работы;
- газовая защита трансформатора – от внутренних повреждений в трансформаторе;
- дифференциальная защита – от всех видов КЗ.

Рассчитаем релейную защиту трансформатора ТРДН–63000/110 по [35].

### 13.1 Исходные данные для расчета уставок защиты трансформатора с применением устройства "Сириус-Т" и расчет дифференциальной защиты трансформатора

Необходимо выбрать параметры настройки устройства "Сириус-Т" для защиты трансформатора ТРДН-63000/110 со схемой обмоток Y/Δ-11,11:

- на стороне высшего напряжения - звезда;
- на стороне низшего напряжения 1 обмотки - треугольник;
- на стороне низшего напряжения 2 обмотки - треугольник;

Таблица 13 - Токи КЗ для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Режим энергосистемы	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К <sub>1</sub> )	Максимальный режим	$I_{K1\max}^{(3)BH} = 2,5 \cdot 527 = 1317,5$
	Минимальный режим	$I_{K1\min}^{(3)BH} = 2,46 \cdot 527 = 1296,4$
На стороне 10 кВ (К <sub>2</sub> )	Максимальный режим	$I_{K2\max}^{(3)BH} = 2,5 \cdot 6628 = 16570$
	Минимальный режим	$I_{K2\min}^{(3)BH} = 2,46 \cdot 6628 = 16304$

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (13.1)$$

где  $I_{K2}^{(3)BH}$  - ток трехфазного КЗ на шинах НН (в точке К<sub>2</sub>);

$k_T$  - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений 115/10,5 кВ. Он приводит значение тока КЗ, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

$$I_{K2\max}^{(3)BH} = \frac{16570}{115/10,5} = 1506,4 \text{ А},$$

$$I_{K2.min}^{(3)BH} = \frac{16304,9}{115/10,5} = 1482,3 \text{ А.}$$

Учитывая стандартную шкалу первичных токов трансформатора тока, принимаем следующие значения коэффициентов трансформации трансформаторов тока со стороны

– высокого напряжения

$$n_{T1} = \frac{I_1}{5} = \frac{400}{5} = 80, \quad (13.2)$$

– низкого напряжения

$$n_{T2} = \frac{I_2}{5} = \frac{3500}{5} = 700.$$

Реальные вторичные токи в плечах защиты со стандартными коэффициентами трансформаторов тока, А

$$I_{21} = \frac{k_{cx} \cdot I_{HB}}{n_{T1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 316,3}{80} = 6,85, \quad (13.3)$$

$$I_{22} = \frac{k_{cx} \cdot I_{HH}}{n_{T2}} = \frac{1 \cdot 3464,2}{700} = 4,95,$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы для высокой стороны, где трансформаторы тока соединены в треугольник  $k_{cx} = \sqrt{3}$ , на низкой стороне трансформаторы тока соединены в неполную звезду и  $k_{cx} = 1$ . Принятое значение  $I_{ном.вн} = 6,9$  А;  $I_{ном.нн} = 5,0$  А.

Таблица 13.1 – Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Величина	Расчет величины		
	ВН	НН1	НН2
$U_{ном.ср}$ , кВ	115	10,5	10,5
Первичный ток в номинальном режиме $I_{ном} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$ , А	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3$
Схема соединения обмоток трансформатора	Y	Δ	Δ
Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Y	Y
Коэффициент схемы, $K_{cx}$	$\sqrt{3}$	1	1

Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока $K_{тт} = \frac{K_{сх} \cdot I_{ном}}{n_T}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 316}{80} = 5,4$	$\frac{1 \cdot 3464}{700}$	$\frac{1 \cdot 3464}{700}$
Выбираем коэффициент трансформации $K_{тт}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{3500}{5}$	$\frac{3500}{5}$
Вторичные токи ТТ в номинальном режиме, $I_2 = \frac{K_{сх} \cdot I_{ном}}{K_{тт}}, А$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 316 \cdot 5}{400} =$	$\frac{1 \cdot 3464 \cdot 5}{3500} =$	$\frac{1 \cdot 3464 \cdot 5}{3500} =$
Размах регулирования РПН, %	20		

Дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности и выполняет функцию основной токовой защиты трансформатора.

Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

### 13.2 Расчет ДЗТ-1

Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без каких-либо блокировок и не имеет торможения.

Ступень срабатывает, когда действующее значение первой гармоники дифференциального тока превышает уставку « $I_{диф}/I_{ном}$ ». Уставка срабатывания задается как отношение дифференциального тока к номинальному вторичному току обмотки питающей стороны трансформатора.

В особых случаях имеется необходимость вводить задержку по времени срабатывания данной ступени (например, для увеличения чувствительности путем отстройки по времени от бросков тока намагничивания). Время задержки задается уставкой « $T, с$ ». Не рекомендуется использовать временную задержку ДЗТ - 1, поэтому при нормальном использовании следует задавать время « $T, с - 0,00$ ».

Параметры дифференциальной отсечки приведены в таблице 13.2.

Таблица 13.2 - параметры ДЗТ-1 устройства «Сириус-Т»

Наименование параметра	Значение
------------------------	----------

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Диапазон изменения уставки по току (по отношению к I <sub>ном</sub> ВН)	4,0 – 30,0
Диапазон уставки по времени, с	0 – 3,00
Дискретность уставок по току	0,1
Дискретность уставок по времени, с	0,01
Основная погрешность срабатывания по току, от I <sub>ном</sub> , %	– 5
Основная погрешность срабатывания по времени, %	– 3
Время срабатывания (при «T, с - 0,00»), мс (включая время замыкания выходного реле)	20 – 35

Согласно исходным данным максимальный ток внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 1506,4 А. Относительное значение этого тока равно:

$$I_{KЗвнеш}^{max} = \frac{I_{K2M2ма}^{(3)ВЗ}}{I_{ном}^{ВН}}, \quad (13.4)$$

$$I_{KЗвнеш}^{max} = \frac{1506,4}{316,3} = 4,763,$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$I_{диф}/I_{ном} = 1,2 * 0,7 * 4,763 = 4,0.$$

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен, А

$$I_{диф} = 4 * 316,3 = 1265,2.$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К<sub>1</sub>).

По расчетному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме (см. Приложение Б) в точке К<sub>1</sub> найдем коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{к1мин}^{(2)}}{I_{диф}}, \quad (13.5)$$

$$k_{ч} = \frac{3925}{1265,2} = 3,1.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности  $3,1 > 2$ .

### 13.3 Дифференциальная защита ДЗТ-2 для МПЗ «Сириус-Т»

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора.



Рисунок 13.3 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Выбору подлежат:

$I_{д1}/I_{ном}$  – базовая уставка ступени;

$K_{торм}$  – коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2}/I_{ном}$  – вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{дг2}/I_{дг1}$  – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{ном}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в обмотках и к меж катушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения  $K_{торм}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{ном}$ ).

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата					

БР 140400.62 ПЗ



Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих

$$I_{\text{нб.расч.}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (13.6)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент учитывающий переходный режим  $K_{\text{пер}} = 2,0$  если доля двигательной нагрузки меньше 50%,

$K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока  $K_{\text{одн}} = 1$ ,

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме  $\varepsilon = 0,1$ ,

$\Delta f_{\text{добав}}$  – по данным фирмы производителя расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{\text{добав}} = 0,04$ .

Расчет с учетом проведенных выше, о. е.

$$I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}} = 0,3.$$

Принимаем  $\Delta f_{\text{добав}} = 0,04$ ,  $\Delta U_{\text{рпн}} = 0,12$ .

Дифференциальный ток от сквозного тока КЗ, А

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (13.7)$$

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,52.$$

Коэффициент снижения тормозного тока,

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (13.8)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,82.$$

Коэффициент торможения,

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot I_{\text{диф}}/I_{\text{торм}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}})/K_{\text{сн.т.}}, \quad (13.9)$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot I_{\text{диф}}/I_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)/0,8 = 65\%.$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Первая точка излома тормозной характеристики, о. е.

$$I_{T1}/I_{НОМ}=(I_{д1}/I_{НОМ}) \cdot 100/K_{ТОРМ}=0,3 \cdot 100/65=0,46.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики, рекомендуется на уровне 1,5-2, по [35] принимаем  $I_{T2}/I_{НОМ}=2$  о. е.

Условие расположения точек излома соблюдается,

$$I_{T2}/I_{НОМ}=2 > I_{T1}/I_{НОМ}=0,46.$$

Уставка блокировки от второй гармоники, рекомендуется на уровне 13–15%, о. е.

$$I_{дг2}/I_{дг1}=0,15.$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле, о.е.

$$I_{диф}/I_{НОМ}=1134/316,5=3,59.$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ , о.е.

$$I_{ТОРМ}/I_{НОМ}=0,5(1134/316,5)=1,793.$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К<sub>1</sub>).

По расчетному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме (см. Приложение Б) в точке К<sub>1</sub> найдем коэффициент чувствительности:

$$K_{Ч} = \frac{I_{диф} / I_{НОМ}}{I_{д1} / I_{НОМ}}, \quad (13.10)$$

$$K_{Ч} = \frac{3,59}{0,3} = 11,97.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности  $11,97 > 2$ .

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

### 13.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты ДЗТ-3 для МПЗ «Сириус-Т»

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{д1}/I_{ном}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

$$I_{д1}/I_{ном}=0,1; \quad T=10 \text{ с.}$$

Результаты расчета и выбор уставок «Сириус-Т» для защиты силового трансформатора ТРДН-63000/115/10,5 отобразим в таблице 13.3.

Таблица 13.3– Результаты расчета и выбора уставок

Исходные данные		
Параметр	Размерность	Значение
Номинальная мощность трансформатора $S_{ном}$	кВА	63000
Высшее напряжение трансформатора $U_{вн}$	кВ	115
Низшее напряжение трансформатора $U_{нн}$	кВ	10,5
Сквозной трехфазный ток КЗ $I_k$ макс, приведенный к стороне ВН:	кА	0,527
1 Общие уставки		
Наименование величины	Численное значение для сторон	
	ВН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	316,3	3464,2
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	400/5	3500/5
Схема соединения трансформаторов тока	звезда	треугольник
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	1,4
Расчетные вторичные токи в плечах защиты, А	6,86	4,95
Принятые значения, А	6,9	5,0
Размах РПН, %	12	
2 ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ОТСЕЧКА (ДЗТ-1)		
Уставка срабатывания по условию отстройки от броска тока намагничивания $I_{диф}/I_{ном}$	о. е.	4
Коэффициент небаланса $K_{нб1}$ , принимаемый	о. е.	0,7
Уставка срабатывания по условию отстройки от тока небаланса $I_{диф}/I_{ном}$ , расчетная	о. е.	19,8
Уставка срабатывания $I_{диф}/I_{ном}$ , принимаемая	о. е.	20
3 ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА (ДЗТ-2)		
Базовая уставка $I_{д1}/I_{ном}$	о. е.	0,3
Третья составляющая тока небаланса $\Delta I_{добав}$	-	0,04
Коэффициент, учитывающий переходный режим $K_{пер}$	-	2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР 140400.62 ПЗ

Лист

66

Дифференциальный ток от сквозного тока КЗ $I_{диф}$	А	0,468* $I_{скв}$
Коэффициент снижения тормозного тока $K_{сн.т}$	-	0,82
Коэффициент торможения $K_{торм}$	-	65
Первая точка излома тормозной характеристики $I_{т1}/I_{ном}$	о. е.	0,46

Продолжение таблицы 13.3 - результаты расчета выбора уставок

Исходные данные		
Параметр	Размерность	Значение
Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{т2}/I_{ном}$ , рекомендуется на уровне 1,5-2 о.е.	о. е.	2
Условие расположения точек излома $I_{т2}/I_{ном} > I_{т1}/I_{ном}$	-	соблюдается
Уставка блокировки от второй гармоники $I_{дг1}/I_{дг2}$ , рекомендуется на уровне 13-15%	о. е.	0,15
4 Сигнализация небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3)		
Рекомендуемая уставка $I_{д}/I_{ном}$	-	0,1
Принимаемая уставка $I_{д}/I_{ном}$	-	0,1
5 Сигнализация перегрузки трансформатора		
Уставка сигнализации перегрузки на стороне ВН	А	8,47
Уставка сигнализации перегрузки на стороне НН	А	3,37

### 13.5 Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора IA ВН, IB ВН, IC ВН и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (1.1). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен:  $I^{(3)}_{К2max} = 1506,4$  А.

Тогда

$$I_{то} \geq k_{отс} \cdot I_{К2max} = 1,3 \cdot 1506,4 = 1958,32,$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку в определении токов, и необходимый запас, принимаемый  $k_{отс} = 1,3$ .

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

(МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{\text{ср.то}} \geq (I_{\text{то}} * K_{\text{сх}}) / K_{\text{ТТ.ВН}} = (1958,32 * 1,732) / 80 = 42,397 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т». Принимаем  $I_{\text{ср.то}} = 42,4 \text{ А}$ .

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{\text{то}} = (I_{\text{ср.то}} * K_{\text{ТТ.ВН}}) / K_{\text{сх}} = (42,4 * 80) / 1,732 = 1958,43 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По расчетному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме (см. Приложение Б) в точке К<sub>1</sub> найдем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К1мин}}^{(2)}}{I_{\text{диф}}},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3925}{1958,32} = 2,1.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности  $2,1 > 1,2$ .

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле (1.1), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается  $t_{\text{то}} = 0,1 \text{ с}$ .

### 13.6 Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 НН) защиты трансформатора

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т».

### 13.7 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-1 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимальной токовой защиты» при расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле –  $k_v = 0,92$ ; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки –  $k_{отс} = 1,2$ ; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий –  $k_c = 1,1$ , согласно рекомендациям [5, 6 и 7].

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{макс} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВВ}},$$

где  $S_{наг.ВН}$  – максимальная нагрузка трансформатора,  $кВ \cdot А$ ;

$U_{ном.ВН}$  – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора,  $кВ$ .

$$I_{наг.ВН}^{макс} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 75,3.$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки  $k_{отс} = 1,2$  согласно [5]; коэффициент самозапуска двигателей  $k_{зап} = 1,5$  согласно [5]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т»  $k_v = 0,92$  согласно [7].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq (k_{отс} \cdot k_{зап}) / k_v \cdot I_{макс.наг.} = (1,2 \cdot 1,5) / 0,92 \cdot 75,3 = 147,3 \text{ А.}$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам то ка, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания ре-

ле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} \geq (I_{\text{МТЗ}} * K_{\text{сх}}) / K_{\text{ТТ.ВН}} = (147,3 \cdot 1) / 80 = 1,841 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем  $I_{\text{ср.МТЗ}} = 1,85 \text{ А}$ .

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{\text{МТЗ}} = (I_{\text{ср.МТЗ}} * K_{\text{ТТ.ВН}}) / K_{\text{сх}} = (1,85 \cdot 80) / 1 = 148,0 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке К<sub>2</sub>) по формуле :

$$k_{\text{ч}} = \frac{1482,3}{148} = 10,01.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности  $10,01 > 1,5$ .

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \quad (13.11)$$

где  $t_{\text{max}}$  – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

$\Delta t$  – ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

### 13.8 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [4] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{пер} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{в.ном}, \quad (13.12)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

$k_{в}$  – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» равен 0,92, согласно [7];

$I_{в.ном}$  – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [4] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 4,0 и 4,7 А.

Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{перВН} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 6,85 = 8,2,$$

$$I_{перНН} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 4,95 = 5,93.$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле .

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{ПЕРЕГР} = t_{МТЗ} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени «ТПЕРЕГР» в устройстве «Сириус-Т».

### 13.9 Газовая защита трансформатора

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66



Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем.

Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВР-80/Q.

В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

## 14 Молниезащита ГПП

Грозозащиту подстанции выполним стержневыми молниеотводами. Молниеотводы разместим на линейных и трансформаторных порталах. Схема расположения молниеотводов представлена на рисунке 14.1.

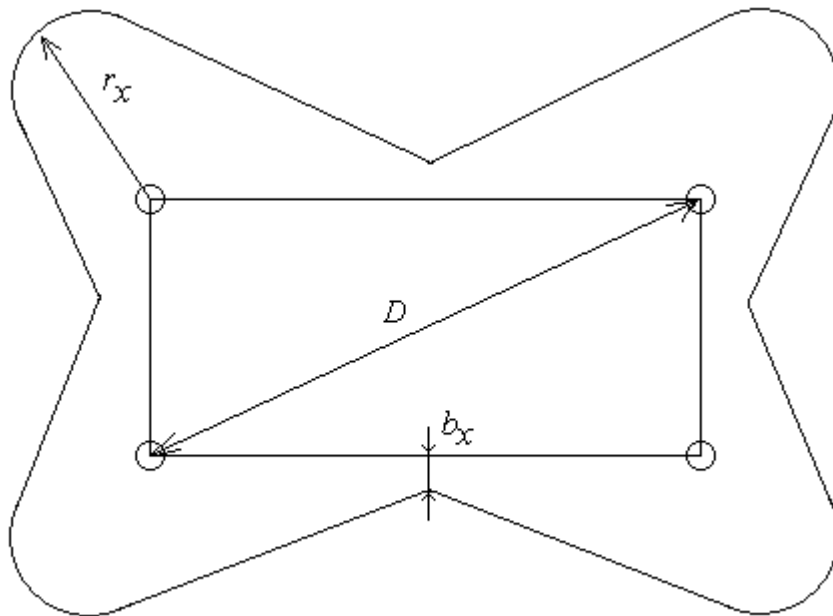


Рисунок 14.1 – Схема расположения молниеотводов

ОРУ 110 кВ необходимо защищать от прямых ударов молнии, для этого устанавливаем четыре стержневых молниеотвода.

Зона защиты одного стержневого молниеотвода, м

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + h_a/h}, \quad (14.1)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м

$h_x$  – высота защищаемых сооружений, м.

$h_a$  – разность между высотой молниеотвода и высотой защищаемых сооружений, м

$$r_{x1} = 15,4 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{6,4}{21,8}} = 19,04, \quad r_{x2} = 13,4 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{6,4}{19,8}} = 16,2,$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Определим наименьшую ширину зоны защиты  $2b_x$  двух одинаковых молниеотводов на высоте  $h_x$ , м

$$2b_x = 4r_x \cdot \frac{7h_a - a}{14h_a - a}, \quad (14.2)$$

где  $a$  – расстояние между молниеотводами, м

$$2b_{x1} = 4 \cdot 19,04 \cdot \frac{7 \cdot 15,4 - 31,2}{14 \cdot 15,4 - 31,2} = 31,63, \quad 2b_{x2} = 4 \cdot 16,2 \cdot \frac{7 \cdot 13,4 - 31,2}{14 \cdot 13,4 - 31,2} = 25,93,$$

Сооружение высотой  $h_x$  защищено, если выполняется условие:

$$D \geq 8(h - h_x)$$

где  $D$  – длина между соседними молниеотводами, м

$$31,2 \leq 8(16,2 - 6,4) = 78,4,$$

Условие выполняется.

### 15 Расчет заземляющего устройства

Для стороны 110 кВ по правилам ПУЭ требуется сопротивление заземления 0,5 Ом, поэтому в качестве расчетного принимаем сопротивление  $R_z = 0,5$  Ом.

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитываем с учетом сопротивления системы тросы – опоры, равном 1,2 Ом.

$$\frac{1}{R_{\text{и}}} = \frac{1}{R_z} + \frac{1}{R_{\text{тр-оп.}}},$$

$$\frac{1}{R_{\text{и}}} = \frac{1}{0,5} + \frac{1}{1,2} = 1,167$$

Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя (по табл.7.5 /4/) составляет 100 Ом м.

Повышающие коэффициенты  $K$  для горизонтальных протяжных электродов при глубине заложения 0,8 м равны 4,5 и соответственно 1,8 для

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

вертикальных стержневых электродов длиной от 2 до 3 м при глубине заложения их вершины от 0,5 до 0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления, Ом м :  
для горизонтальных электродов

$$\rho_{\text{расч.Г}} = 4,5 \cdot 100 = 450,$$

для вертикальных электродов

$$\rho_{\text{расч.В}} = 1,8 \cdot 100 = 180,$$

Определим сопротивление растекания одного вертикального электрода – уголка №50 длиной 2,5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м.

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{\rho_{\text{расч.В}} \cdot 0.366}{l} \cdot \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t + l}{4t - l} \right)$$

где  $R_{\text{в.о.}}$  – сопротивление растекания вертикального электрода, Ом

$\rho_{\text{расч.В}}$  – расчетное удельное сопротивление грунта, Ом м

$l$  – длина электрода, м

$d$  – диаметр электрода, м

$$d = 0,95 \cdot 0,95 = 0,0475$$

$t$  – глубина заложения, м

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

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{180 \cdot 0.366}{2,5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 57,2$$

Определим примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $K_{\text{и.в.}} = 0,6$ .

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в.о.}}}{K_{\text{и}} \cdot R_{\text{и}}},$$

где  $K_{\text{и}}$  – коэффициент использования,  $K_{\text{и.в.}} = 0,6$ .

$R_{\text{в.о.}}$  – сопротивление растекания, Ом

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

$R_{и}$  – сопротивление искусственного заземлителя, Ом

$$n_{в} = \frac{57,2}{0,6 \cdot 0,875} = 111$$

Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов (полосы  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ ) приваренных к верхним концам уголков. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре  $K_{и.г.} = 0,24$ , при отношении  $a/l = 2$  по (табл.8.7/4/).

Сопротивление растеканию полосы по периметру контура ( $l=500$  м), Ом

$$R_{г} = \frac{1}{K_{и.г.}} \cdot \frac{\rho_{расч.г}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \cdot \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t},$$

$$R_{г} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 500} \cdot \ln \cdot \frac{2 \cdot 500^2}{0,04 \cdot 0,7} = 8,57$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов, Ом

$$R_{в} = \frac{R_{г} \cdot R_{и}}{R_{г} - R_{и}},$$

$$R_{в} = \frac{8,57 \cdot 0,857}{8,57 - 0,857} = 0,952$$

Уточненное число вертикальных электродов определяем при коэффициенте использования  $K_{и.в.}$ , принятом по (табл. 8.5/4/), при  $n=100$  и  $d/l = 2$ .

$$n_{в} = \frac{R_{в.о.}}{K_{и.в.} \cdot R_{и}},$$

$$n_{в} = \frac{57,2}{0,52 \cdot 0,952} = 116$$

Окончательно принимаем 116 уголков. Дополнительно к контуру на территории устанавливается сетка из продольных полос, расположенных на расстоянии от 0,8 до 1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 6 м.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

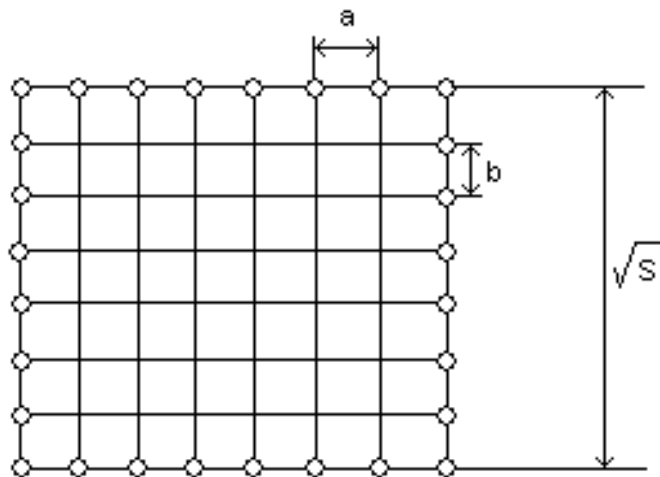


Рисунок 15.1 – Расчетная модель заземлителя

Дополнительно для выравнивания потенциалов у входов и выездов, а также по краям контура прокладываем углубленные полосы. Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идет в запас надежности.

Проверяем термическую стойкость полосы  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ .

Минимальное сечение полосы из условий термической стойкости при коротком замыкании на землю,  $\text{мм}^2$

$$S_{min} = I_3 \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{C},$$

где  $I_3$  – ток КЗ на землю, А

$t_n=1,1$  – приведенное время протекания тока на землю, с

$C=74$  – постоянная для стали

Ток однофазного КЗ, А

$$I_3 = \frac{E_c}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})} \cdot I_{61},$$

$$I_3 = \frac{1}{63,8} \cdot 5,24 = 1100, \quad S_{min} = 1100 \cdot \frac{\sqrt{1,1}}{74} = 15,6$$

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

### Список использованных источников

1. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: Учеб. пособие для вузов/ Федоров, А. А., Старкова, Л. Е – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

2. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

3. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Кудрин, Б. И. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с., ил.

4. Электроснабжение [Текст]: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко, Л. С., Рубан, Т. П., Сизганова, Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

5. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Учебник для вузов/ Федоров, А. А., Каменева, В. В. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с., ил.

6. Рубан, Т.П. Методические указания к выполнению экономической части дипломного проекта для студентов специальности 0303 – “Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства”/ Сост. Т.П. Рубан; КрПИИ. – Красноярск, 1986. – 35 с.

7. Справочник по электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. - К.: Техніка, 1985. – 279 с., ил.

8. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст]: учеб. для вузов / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

9. Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство, 2005. – 854 с.

10. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, с изменениями и дополнениями. – Москва: издание ЭМАС, 2003. – 192 с.

11. Основы экологии. Уч. пособие /В. Н. Кормилицын, М. С. Цицкишвили, Б. И. Яламов. М.: МПУ, 1997. – 368 с.

12. Охрана труда в электроустановках / Под. ред. Б. А. Князевского. М. Энергоатом издат, 1983. – 336 с.

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2-й выпуск (по состоянию на 1 ноября 2005г.) Новосибирск; Сиб. унив. издательство, 2005. – 253 с.

14. Безопасность жизнедеятельности в техносфере. Уч. пособие / Под ред. О. И. Русака, В. Я. Кондрасенко. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 431 с.

15. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

16. ГОСТ Р. 12.1.004.-91.Пожарная безопасность. Общие требования.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66



17. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов.

18. НПБ 110-99. Нормы пожарной безопасности. Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими устройствами пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации.

19. [www.elinsvo.ru](http://www.elinsvo.ru)

20. СТП КГТУ 01-02. Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Текстовые материалы и иллюстрации [Текст]. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 52 с.

21. Воздушная линия электропередачи. АС № 670994, бюл. № 24, 1979 г. – (ЭИ, вып. 4, 1981)

22. Титаренко М.И., Косаченко Р.М., Шатравка В.Г. «Прогрессивные технические решения по строительной части линий электропередачи» - ЭИ, вып. 5-6, 1989.

23. Новости электротехники. Информационно-справочное издание. №1 (49) 2008 год.

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет токов КЗ

Расчёт производим в относительных единицах, используя приближённое приведённое к одной ступени напряжения, при базисных условиях

$$S_6 := 100 \quad \text{MVA} \quad U_H := 0.4 \quad \text{кВ}$$
$$U_{61} := 115 \quad \text{кВ} \quad U_{62} := 10.5 \quad \text{кВ} \quad U_{63} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

Определяем базисные токи

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} \quad I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} \quad I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} \quad I_6 = \begin{pmatrix} 0.502 \\ 5.499 \\ 5.499 \end{pmatrix}$$

Определение параметров электрической схемы замещения

$$GS1 \quad S_K := 125 \quad \text{MVA}$$
$$X_{05} := \frac{S_6}{S_K} \quad X_{05} = 0.8$$

Трансформаторы Т1 и Т2, Т3

$$U_{КВС} := 11.0 \quad U_{КВН} := 45 \quad U_{КСН} := 28 \quad S_{НОМ} := 125 \quad P_K := 305$$

$$U_{КВ} := 0.5 \cdot (U_{КВС} + U_{КВН} - U_{КСН}) \quad U_{КВ} = 14$$

$$U_{КС} := 0.5 \cdot (U_{КВС} + U_{КСН} - U_{КВН}) \quad U_{КС} = -3$$

$$U_{КН} := 0.5 \cdot (U_{КВН} + U_{КСН} - U_{КВС}) \quad U_{КН} = 31$$

$$X_{T1} := \frac{U_{КВ} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad X_{T1} = 0.112$$

$$X_{T11} := \frac{U_{КС} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad X_{T11} := 0$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

$$X_{T12} := \frac{U_{кн} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}} \quad X_{T12} = 0.248$$

$$S_{ном2} := 63 \quad \text{MVA} \quad U_{кT2} := 10.5 \quad \text{kB}$$

$$X_{T2} := \frac{U_{кT2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном2}} \quad X_{T2} = 0.167$$

$$S_{ном3} := 1.6 \quad \text{MVA} \quad U_{кT3} := 5.5 \quad \text{kB}$$

$$X_{T3} := \frac{U_{кT3} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном3}} \quad X_{T3} = 3.438$$

### Линии

Количество линий  $i := 1..3$

#### Л1. Воздушные линии 115

$$\kappa R \cdot X_{01} := 0.420 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad R_{01} := 0.204 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad l_1 := 13.0 \quad \text{км}$$

#### Л2, Л3. Кабельные линии 10 кВ:

$$X_{02} := 0.081 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad R_{02} := 0.153 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad l_2 := 0.25 \quad \text{км}$$

$$X_{03} := 0.081 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad R_{03} := 0.153 \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad l_3 := 0.3 \quad \text{км}$$

$$X_{лi} := \frac{X_{0i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_6i)^2} \quad R_{лi} := \frac{R_{0i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_6i)^2}$$

$$X_{л} = \begin{pmatrix} 0.041 \\ 0.018 \\ 0.022 \end{pmatrix} \quad R_{л} = \begin{pmatrix} 0.02 \\ 0.035 \\ 0.042 \end{pmatrix}$$

Синхронный двигатель, где  $n_{дв}$  - количество двигателей

$$n_{дв} := 1 \quad X_{дв} := 0.2 \quad S_{дв} := 6.3$$

$$X_{дв} := X_{дв} \cdot \frac{S_6}{n_{дв} \cdot S_{дв}} = 3.175$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma 1} := X_{T1} + X_{T11} + X_{Л1} + X_{05} \quad X_{\Sigma 1} = 0.953$$

$$R_{\Sigma 1} := R_{Л1} \quad R_{\Sigma 1} = 0.02$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если

$R_{\Sigma} > \frac{X}{3}$ , то не учитываем в расчётах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma 1}, X_{\Sigma 1}) \quad Z_{\Sigma 1} = 0.953$$

Определяем ТК в точке К1

$$Ik_{K1} := \frac{I_{Б1}}{Z_{\Sigma 1}} \quad Ik_{K1} = 0.527$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2

$$X_{c\Sigma 2} := X_{\Sigma 1} + X_{T2} \quad X_{c\Sigma 2} = 1.12$$

$$R_{c\Sigma 2} := R_{\Sigma 1} \quad R_{c\Sigma 2} = 0.02$$

$$X_{cd\Sigma 2} := X_{дв} + X_{Л3} \quad X_{cd\Sigma 2} = 3.197$$

$$R_{cd\Sigma 2} := R_{Л3} \quad R_{cd\Sigma 2} = 0.042$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если

$R_{\Sigma} > \frac{X}{3}$ , то не учитываем в расчётах активное сопротивление

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c2} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma 2}, X_{c\Sigma 2}) \quad Z_{c2} = 1.12$$

$$Z_{cd2} := Z_{\Sigma}(R_{cd\Sigma 2}, X_{cd\Sigma 2}) \quad Z_{cd2} = 3.197$$

Определяем токи в точке К2 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{кск2} := \frac{I_{б2}}{Z_{с2}} \quad I_{ксдк2} := \frac{I_{б2}}{Z_{сд2}}$$

$$I_{кск2} = 4.91 \quad I_{ксдк2} = 1.72$$

Суммарный ток в точке К2 равен

$$I_{кК2} := I_{кск2} + I_{ксдк2} \quad I_{кК2} = 6.63$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3. Объединять систему бесконечной мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки К3.

$$X_{экв2} := \frac{X_{с\Sigma2} \cdot X_{сд\Sigma2}}{X_{с\Sigma2} + X_{сд\Sigma2}} \quad X_{экв2} = 0.829$$

$$K_{р1} := \frac{X_{экв2}}{X_{с\Sigma2}} \quad K_{р2} := \frac{X_{экв2}}{X_{сд\Sigma2}} \quad K_{р} = \begin{pmatrix} 0.741 \\ 0.259 \end{pmatrix}$$

$$X_{рез3} := X_{экв2} + X_{л2} \quad X_{рез3} = 0.848$$

$$i := 1..2 \quad X_{3\Sigma i} := \frac{X_{рез3}}{K_{рi}} \quad X_{3\Sigma} = \begin{pmatrix} 1.145 \\ 3.267 \end{pmatrix}$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{кск3} := \frac{I_{б2}}{X_{3\Sigma1}} \quad I_{ксдк3} := \frac{I_{б2}}{X_{3\Sigma2}}$$

$$I_{кск3} = 4.803 \quad I_{ксдк3} = 1.683$$

Суммарный ток в точке К3 равен

$$I_{кК3} := I_{кск3} + I_{ксдк3} \quad I_{кК3} = 6.486$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой (рисунок 3.3) в зависимости от отношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ .

Количество точек КЗ  $i := 1..3$

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a1} := T_a(R_{\Sigma1}, X_{\Sigma1}) \quad T_{a1} = 47.538$$

$$K_{уд1} := 1.8$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Для определения ударных токов в точках К2, К3 находим ударные коэффициенты (таблица 3.4)

$$K_{уд2} := 1.8$$

$$K_{уд3} := 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3

$$i_{удi} := \sqrt{2} \cdot I_{кКi} \cdot K_{удi}$$

Результаты расчёта токов К3

$$I_{кК} = \begin{pmatrix} 0.527 \\ 6.63 \\ 6.486 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.8 \\ 1.8 \\ 1.8 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 1.341 \\ 16.877 \\ 16.511 \end{pmatrix}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К4. Для установок напряжением до 1000 В при расчетах токов КЗ считают, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение с высокой стороны цехового трансформатора является неизменным. расчет токов КЗ на напряжение 1000 В выполняют в именованных единицах. сопротивление (МОм) системы электроснабжения высшего напряжения приводят к низшему напряжению по формуле:

$$X_{рез5} := X_{рез3} \cdot \left( \frac{U_H}{U_{б2}} \right) \cdot 10^2 \quad X_{рез5} = 3.23$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

БР 140400.62 ПЗ

Лист

66

Определяем сопротивление (мОм) цехового трансформатора:

$$\Delta P_{KT3} := 4.2 \text{ кВт} \quad S_{НОМ3} := 1600 \text{ мВА} \quad U_{KT3} := 5.5\%$$

$$X_{\Sigma 5} := \sqrt{\left(\frac{U_{KT3}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{KT3}}{S_{НОМ3}}\right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_{НОМ3}} \cdot 10^6 \quad X_{\Sigma 5} = 0.0471 \cdot 5.41$$

$$R_{\Sigma 5} := \frac{\Delta P_{KT3}}{S_{НОМ3}} \cdot \frac{(U_H)^2 \cdot 10^6}{S_{НОМ3}} = 0.263$$

Рассчитаем суммарное реактивное сопротивление (мОм) до точки К4:

$$X_{\Sigma K4} := X_{рез5} + X_{\Sigma 5} \quad X_{\Sigma K5} := 10.41$$

Суммарное активное сопротивление (мОм), кроме сопротивления цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчет добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$R_{\Sigma K4} := 1 + 15 = 16$$

Определяем ток (кА) К3 в точке К4

$$I_{KK4} := \frac{U_{б3} \cdot 10^3}{1.73 \cdot \sqrt{(X_{\Sigma K4})^2 + (R_{\Sigma K4})^2}} \quad I_{KK4} := 12.1$$

Рассчитываем ударный ток (кА) в точке К4. Находим ударный коэффициент по кривой (рис. 3.3) в зависимости от отношения  $X_{\Sigma}/R_{\Sigma}$ .

$$Ta(R, X) := \frac{X}{R} \quad Ta_4 := Ta(R_{\Sigma K4}, X_{\Sigma K4}) \quad Ta_4 := 0.65$$

## Приложение Б

### 1 Расчет сопротивлений элементов схемы для ТРДН-63000/110

Все сопротивление приводится к основной ступени напряжения, за которую принято  $U_{\text{осн}}=U_{\text{ср.ном}}=115$  кВ.

*Энергосистема № 1:*

$$X_{\text{С1МАХ}} = \frac{U_{\text{осн}}^2}{S_{\text{КЗ.С1.МАХ}}} = \frac{115^2}{3300} = 4,01 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{С1МИН}} = \frac{U_{\text{осн}}^2}{S_{\text{КЗ.С1.МИН}}} = \frac{115^2}{1400} = 9,45 \text{ Ом};$$

*Линии:*

$$X_{\text{Л1}} = X_{\text{Л1,вд}} \cdot L = 0,4 \cdot 13 = 5,2 \text{ Ом};$$

*Трансформатор Т1:*

$$X_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{к}} \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{осн}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,0 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ВН}} = 0,125 \cdot X_{\text{Т}} = 0,125 \cdot 22,0 = 2,75 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{НН1}} = X_{\text{нн2}} = 1,75 \cdot X_{\text{Т}} = 1,75 \cdot 22,0 = 38,5 \text{ Ом};$$

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66



## 2. Расчет токов короткого замыкания

Для расчета всех токов предварительно составим схему замещения для защищаемой сети (рисунок 2).

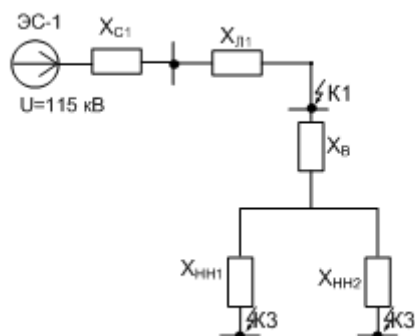


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности

Произведем расчет тока КЗ на сторонах НН (они равны):

1) Расчет тока  $K^{(3)}$  на стороне НН в режиме максимальных нагрузок (точка К2, рисунок 4):

$$X_{\Sigma НН}^{MAX} = X_{\Sigma}^{MAX} + X_{ВН} + X_{НН} = 4,01 + 2,75 + 38,5 = 45,26 \text{ Ом},$$

$$I_{К.З.НН}^{(3)MAX} = \frac{E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot X_{1\Sigma НН}^{MAX}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 45,26} = 1467,02 \text{ А};$$

2) Расчет тока  $K^{(2)}$  на стороне НН в режиме минимальных нагрузок (точка К2, рисунок 4):

$$X_{\Sigma НН}^{MIN} = X_{\Sigma}^{MIN} + X_{В} + X_{Н} = 9,45 + 2,75 + 38,5 = 50,7 \text{ Ом},$$

$$I_{К.З.НН}^{(2)MIN} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.ВН}^{(3)MIN} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{ЭКВ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot X_{1\Sigma ВН}^{MIN}} = \frac{115 \cdot 10^3}{2 \cdot 50,7} = 1134,12 \text{ А};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР 140400.62 ПЗ

Лист

66

Произведем расчет тока КЗ на сторонах ВН:

1) Расчет тока  $K^{(2)}$  на стороне ВН в режиме минимальных нагрузок (точка К1, рисунок 4):

$$X_{\Sigma BH}^{MIN} = X_{\Sigma}^{MIN} = 9,45 \text{ Ом}$$

$$I_{K3.BH}^{(2)MIN} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.BH}^{(3)MIN} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{ЭКВ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot X_{\Sigma BH}^{MIN}} = \frac{115 \cdot 10^3}{2 \cdot 14,65} = 3925 \text{ А.}$$

Для расчета токов короткого замыкания на землю необходима схема замещения нулевой последовательности защищаемой сети в минимальном режиме, а также введем следующие параметры:

Удельное сопротивление ЛЭП – нулевой последовательности  $X_{0уд} = 0,8$  Ом/км.

Сопротивление нулевой последовательности энергосистем

$$X_{0эс} = 1,3 \cdot X_{1эс}$$

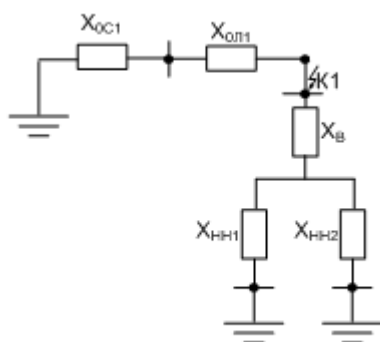


Рисунок 2 –Схема замещения нулевой последовательности

					БР 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		66

*Энергосистема № 1:*

$$X_{0C1MAX} = 1,3 \cdot X_{C1MAX} = 1,3 \cdot 4,01 = 5,21 \text{ Ом};$$

$$X_{0C1MIN} = 1,3 \cdot X_{C1MIN} = 1,3 \cdot 9,45 = 12,3 \text{ Ом}.$$

*Линии:*

$$X_{0Л1} = X_{0y\partial} \cdot L = 0,8 \cdot 13 = 10,4 \text{ Ом},$$

Преобразование схемы замещения нулевой последовательности аналогично преобразованиям схемы замещения прямой последовательности.

Общее сопротивление трансформатора:

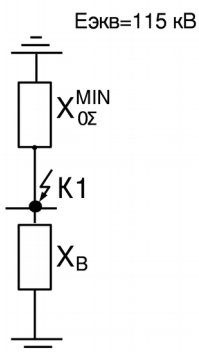


Рисунок 3 – Упрощение схемы замещения нулевой последовательности

Объединим параллельные и последовательные сопротивления:

$$X_{0\Sigma}^{MAX} = X_{0\Sigma}^{макс} = 5,21 + 10,04 = 15,61 \text{ Ом}.$$

$$X_{0\Sigma}^{MIN} = X_{0\Sigma}^{мин} = 12,3 + 10,04 = 22,34 \text{ Ом}.$$

Найдем общее сопротивление к точке КЗ, а также для нахождения тока КЗ, который проходит через защиту трансформатора найдем коэффициент токораспределения  $\kappa_{Т.Р.}$ .

$$X_{K1}^{MAX} = \frac{X_{0\Sigma}^{MAX} \cdot X_m}{X_{0\Sigma}^{MAX} + X_m} = \frac{15,6 \cdot 22,0}{15,6 + 22,0} = 9,13 \text{ Ом}, \quad \kappa_{Т.Р.} = \frac{X_{0\Sigma}^{MAX} \cdot X_m}{X_{0\Sigma}^{MAX} + X_m} = 0,58.$$

$$X_{K1}^{MIN} = \frac{X_{0\Sigma}^{MIN} \cdot X_m}{X_{0\Sigma}^{MIN} + X_m} = \frac{22,34 \cdot 22,0}{22,34 + 22,0} = 11,08 \text{ Ом}, \quad \kappa_{Т.Р.} = \frac{X_{0\Sigma}^{MIN} \cdot X_m}{X_{0\Sigma}^{MIN} + X_m} = 0,5.$$

$$I_{K.3.BH}^{(1)MAX} = \frac{3 \cdot E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{1\Sigma BH}^{MAX} + X_{0\Sigma BH}^{MAX})} \cdot \kappa_{Т.Р.} = \frac{3 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 45,26 + 9,13)} \cdot 0,58 = 1137 \text{ А};$$

$$I_{K.3.BH}^{(1.1)MAX} = \frac{3 \cdot E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1\Sigma BH}^{MAX} + 2 \cdot X_{0\Sigma BH}^{MAX})} \cdot \kappa_{Т.Р.} = \frac{3 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (45,26 + 2 \cdot 9,13)} \cdot 0,58 = 1819 \text{ А}$$

$$I_{K.3.BH}^{(1)MIN} = \frac{3 \cdot E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{1\Sigma BH}^{MIN} + X_{0\Sigma BH}^{MIN})} \cdot \kappa_{Т.Р.} = \frac{3 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 50,7 + 11,08)} \cdot 0,5 = 884 \text{ А};$$

$$I_{K.3.BH}^{(1.1)MIN} = \frac{3 \cdot E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1\Sigma BH}^{MIN} + 2 \cdot X_{0\Sigma BH}^{MIN})} \cdot \kappa_{Т.Р.} = \frac{3 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (50,7 + 2 \cdot 11,08)} \cdot 0,5 = 1367 \text{ А}$$

Далее для удобства занесем все полученные значения токов КЗ. в таблицу 4:

Таблица 4 – Токи короткого замыкания

$I_{K.3.HH}^{(3)MAX}$	$I_{K.3.HH}^{(2)MIN}$	$I_{K.3.BH}^{(2)MIN}$	$I_{K.3.BH}^{(1)MAX}$	$I_{K.3.BH}^{(1.1)MAX}$	$I_{K.3.BH}^{(1)MIN}$	$I_{K.3.BH}^{(1.1)MIN}$
А	А	А	А	А	А	А
1467	1134	3925	1137	1819	884	1367