

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

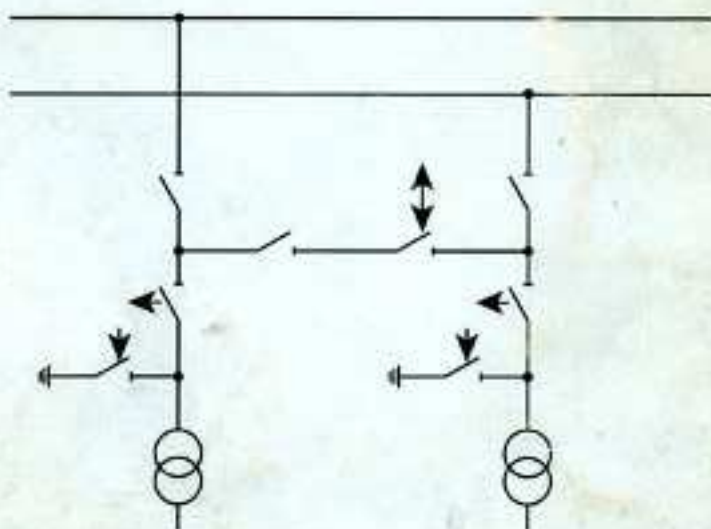
БРАТСКИЙ ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНЫЙ КОЛЛЕДЖ  
БРАТСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО  
УНИВЕРСИТЕТА

## ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ К КУРСОВОМУ  
И ДИПЛОМНОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ

ДЛЯ СТУДЕНТОВ ССУЗ СПЕЦИАЛЬНОСТИ 1806  
«ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ»

Разработка преподавателя Братского ЦБ колледжа  
**А.Г. ЯМСКИХ**



БРАТСК 2002

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
БРАТСКИЙ ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНЫЙ КОЛЛЕДЖ  
БРАТСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО  
УНИВЕРСИТЕТА**

## **ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ**

**УЧЕБНО – МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ К КУРСОВОМУ  
И ДИПЛОМНОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ**

**ДЛЯ СТУДЕНТОВ ССУЗ СПЕЦИАЛЬНОСТИ 1806  
«ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ»**

Рассмотрено и одобрено на заседании  
кафедры электротехнических дисциплин  
Братского ЦБ колледжа БрГТУ



**БРАТСК 2002**

Электроснабжение объектов: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию для специальности 1806. А. Г. Ямских. – Братский ЦБ колледж БрГТУ, 2002. – 134 с.

*Учебное пособие представляет довольно большой информационный и справочный материал по таким дисциплинам как «Электроснабжение промышленных предприятий», «Электрическая часть подстанций», «Переходные процессы в электрических системах», «Электрические аппараты» и «Релейная защита трансформаторов и электрических машин». Перечень освещаемых вопросов имеет четкую ориентацию на подготовку выпускников колледжа на работу в системе электроснабжения промышленных предприятий по названной специальности.*

Рецензент **А. Н. Емцев**,  
зав. кафедрой Системы электроснабжения БрГТУ, профессор

Печатается по решению  
Редакционно-издательского совета Братского ЦБ колледжа

665726, Братск, ул. Обручева, 41,  
Братский целлюлозно-бумажный  
колледж Братского государственного  
технического университета.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b> .....	5
<b>1. Общие вопросы проектирования</b> .....	6
<b>2. Расчет электрических нагрузок</b>	
2.1. Общие указания .....	11
2.2. Расчет нагрузок методом коэффициента максимума .....	11
2.3. Расчет нагрузок методом коэффициента спроса .....	15
<b>3. Расчет мощности компенсирующих устройств</b> .....	17
<b>4. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов</b> .....	21
<b>5. Определение центра электрических нагрузок</b> .....	26
<b>6. Выбор схемы и конструктивного исполнения подстанции</b>	
6.1. Главная понизительная подстанция .....	29
6.2. Цеховая трансформаторная подстанция .....	32
<b>7. Расчет токов короткого замыкания</b>	
7.1. Общие положения по расчету токов КЗ .....	33
7.2. Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В ..	34
7.3. Расчет токов КЗ в установках напряжением ниже 1000 В ...	46
<b>8. Расчет несимметричных токов короткого замыкания</b> .....	50
<b>9. Выбор токоведущих частей и электрических аппаратов</b>	
9.1. Выбор изоляторов .....	54
9.2. Выбор сборных шин .....	54
9.3. Выбор кабелей на напряжение выше 1000 В .....	56
9.4. Выбор высоковольтных выключателей .....	57
9.5. Выбор разъединителей .....	59
9.6. Выбор отделителей и короткозамыкателей .....	59
9.7. Выбор высоковольтных предохранителей .....	60
9.8. Выбор трансформаторов тока .....	60
9.9. Выбор трансформаторов напряжения .....	62
9.10. Выбор реакторов .....	64
9.11. Выбор разрядников .....	66
<b>10. Расчет низковольтной силовой сети</b>	
10.1. Схемы внутрицеховых сетей .....	68
10.2. Общие положения по расчету низковольтных сетей .....	69
<b>11. Расчет осветительной сети</b> .....	79
<b>12. Расчет троллейных линий</b> .....	81
<b>13. Релейная защита отдельных элементов системы электро- снабжения.</b>	
13.1. Общие положения .....	83
13.2. Защита силовых трансформаторов .....	84
13.2.1. Дифференциальная токовая отсечка .....	85
13.2.2. Токовая отсечка .....	85
13.2.3. Максимальная токовая защита .....	86
13.2.4. Защита от перегрузки .....	86

13.2.5. Расчет дифференциальной защиты с токовыми реле, включенными через БНТ ..... 91

13.2.6. Особенности дифференциальной защиты трехмоточных трансформаторов..... 96

13.3. Защита электродвигателей ..... 98

13.4. Защита статических конденсаторов ..... 99

13.5. Защита секционного выключателя на шинах вторичного напряжения подстанции ..... 101

13.6. Защита воздушных и кабельных линий ..... 102

**14. Расчет заземляющих устройств ..... 104**

**15. Защита распределительных устройств от прямых ударов молнии ..... 107**

**16. Учет и экономия электроэнергии ..... 110**

**17. Исходные данные для курсового проекта ..... 113**

**Приложения ..... 119**

**Список литературы ..... 134**

## ВВЕДЕНИЕ

Важнейшим этапом в развитии творческой деятельности будущих специалистов является курсовое и особенно дипломное проектирование, формирующее из студентов будущих техников-электриков. Опыт показывает, что именно в процессе проектирования студенты работают наиболее увлеченно, используя свои знания и возможности. В ходе проектирования у них развиваются навыки самостоятельного решения конкретных конструкторских задач и практического применения теоретических знаний. При проектировании студент учится логически, последовательно, мотивированно и доказательно решать поставленные в задании на проект задачи, четко, ясно, в краткой и наглядной форме обосновывать в пояснительной записке все принимаемые решения, технически грамотно оформлять графический материал проекта.

При составлении данного учебного пособия автором была поставлена задача обеспечить студента исчерпывающими рекомендациями по методике расчетов и необходимыми основными справочными материалами при работе над курсовым или дипломным проектами. Учебное пособие составлено для студентов среднего специального учебного заведения в соответствии с учебной программой и Государственным образовательным стандартом по специальности 1806 – «Техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования» и может быть полезно студентам других электроэнергетических специальностей.

Здесь излагаются основные требования к оформлению проектов, рассматриваются вопросы расчета электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования напряжением выше и ниже 1000 В, релейная защита, молниезащита и др., приводится значительное количество практических примеров, даны ссылки на первоисточники или литературу, содержащую более полную информацию по данному вопросу. В пособии представлено 26 вариантов заданий на выполнение учебного курсового проекта по электроснабжению промышленного предприятия.

В основу учебно-методического пособия положены материалы современной научно-технической литературы, а также опыт автора по организации и выполнению курсовых и дипломных проектов при чтении курса «Электроснабжение объектов» в Братском целлюлозно-бумажном колледже.

В этом пособии учтены данные новых ГОСТ, каталогов, ПТЭ, ПУЭ, а также учтены полезные замечания, пожелания и рекомендации читателей по предыдущим выпускам.

Автор выражает глубокую благодарность за тщательное рассмотрение рукописи и ценные советы заведующему кафедрой «Системы электроснабжения» Братского государственного технического университета профессору А. Н. Емцеву.

## 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Изучение курса “Электроснабжение объектов” завершается выполнением курсового проекта – наиболее ответственной и трудоемкой частью предмета.

Курсовой проект это первая большая самостоятельная работа студента, где он проектирует электрическую часть конкретной электроустановки. При этом ему приходится использовать для решения тех или иных вопросов комплекс знаний, полученных им из различных учебных курсов. В процессе проектирования студент усваивает методику проектирования, учится работать с технической литературой, ГОСТами, справочниками, материалами проектных организаций и т. п. Этот проект подготавливает студента к более сложной технической задаче – дипломному проектированию.

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки, включающей не более 40–50 страниц рукописного текста (или 25–35 страниц машинописного) и графического материала из 2-х листов чертежей, как правило, формата А1, а также из графиков и рисунков в записке, поясняющих содержание текста.

**Выполнение пояснительной записки.** Пояснительная записка к проекту должна быть написана грамотно, четко с правильным применением технических терминов, определений и буквенных обозначений физических и математических величин. Содержание записки должно раскрыть замысел проекта и дать пояснение к чертежам, схемам и расчетам. Необходимо избегать длинных, трудно понимаемых описаний, переписывания параграфов из правил и руководящих указаний, технических характеристик серийно выпускаемого оборудования, цитат из технической литературы и т. д. Многократно повторяющиеся расчеты приводятся только один раз, а результаты сводятся в таблицы. Сокращение слов не допускается, кроме общепринятых.

Расчетно-пояснительная записка выполняется на одной стороне листа белой бумаги размером 297x210 мм (формат А4) с оставлением полей в соответствии с рис. 1.1.

Ссылки на использованную литературу проводятся с указанием в квадратных скобках ее порядкового номера, под которым она помещена в списке использованной литературы

Все расчеты проводятся в следующем порядке. Вначале выписывается формула, затем в строгом порядке следования букв в формуле подставляются их числовые значения и без промежуточных вычислений и сокращений, проставляется окончательный результат с единицей измерения. Все рисунки, схемы и таблицы должны быть пронумерованы. Листы расчетно-пояснительной записки должны быть также пронумерованы начиная с титульного листа (рис. 1.4). Номер страницы ставится в правом верхнем углу.

Разделы расчетно-пояснительной записки должны иметь заголовки, согласно разделам задания на курсовое проектирование. Желателен сле-

дующий порядок записки: титульный лист, задание на проект, оглавление, введение, текст (содержание), заключение, список литературы.



Рис. 1.1. Оформление листа расчетно-пояснительной записки.

На первом листе расчетно – конструкторского раздела пояснительной записки проставляется штамп формы 2 (рис. 1.2).

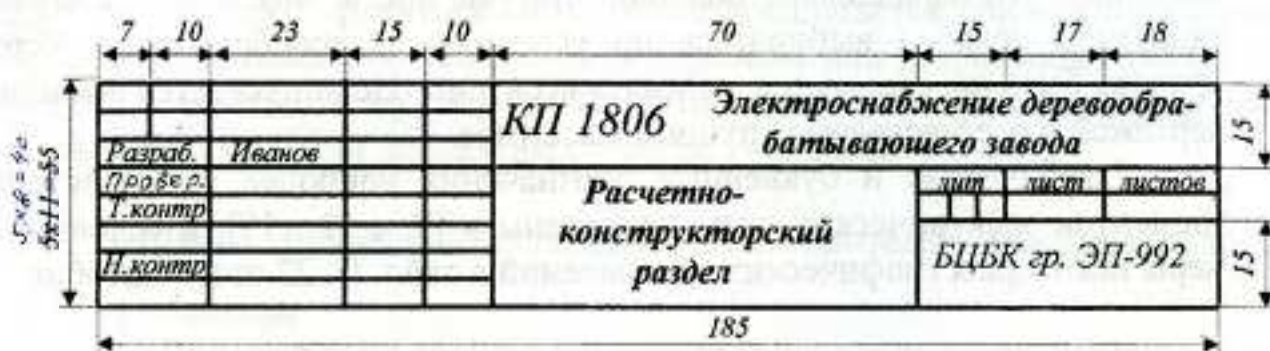


Рис. 1.2. Штамп для заглавного листа расчетно-пояснительной записки. Форма 2.

На последующих листах записки, наряду с рамкой, проставляется штамп формы 2а (рис. 1.3).

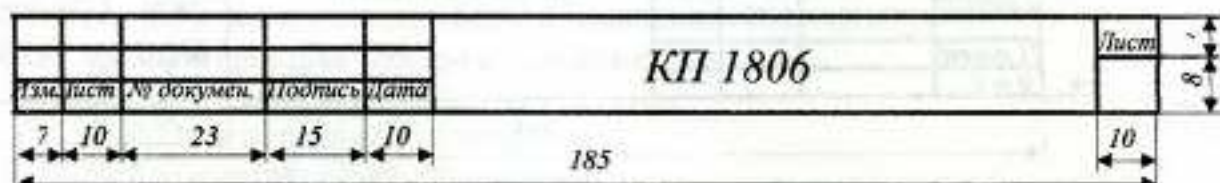


Рис. 1.3. Основная надпись для листов расчетно-пояснительной записки. Форма 2а.



МИНИСТЕРСТВО  
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
БРАТСКИЙ ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНЫЙ КОЛЛЕДЖ  
БРАТСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО  
ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

специальность 1806 (техник-электрик)

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**  
по предмету ЭСО на тему:  
"Электроснабжение деревообрабатывающего  
завода"

Выполнил студент гр. ЭП 992  
Иванов В.П.  
Руководитель проекта  
Петров Н.Г.

Братск 2002 г.

Рис.1.4. Образец титульного листа.

**Оформление графического материала.** Графическая часть курсового проекта выполняется, как правило, карандашом. Содержание чертежей должно соответствовать заданию, а их оформление выполняется в соответствии с правилами единой системы конструкторской документации ЕСКД. Чертежи должны иметь угловой штамп (рис.1.5) с предпочтительным размещением его параллельно большой стороне листа. Масштаб и степень детализации должны выбираться по условиям целесообразности. Чертежи должны быть наглядными и занимать весь лист. Не допускается выполнение чертежей в неестественно крупном масштабе.

Графические и буквенные обозначения наиболее употребительных элементов электрических схем приведены в [7, с.12...19], а условные размеры некоторых графических обозначений в табл. П. 23 этого пособия.



Рис.1.5. Угловой штамп на чертежах. Форма 1.

Инженерные расчеты по электроснабжению являются приближенными, точность которых определяется, в первую очередь, точностью исходных данных. Точность номинальных данных электрооборудования (электрических машин, трансформаторов, электрических аппаратов и т. п.), а также проводников находится в пределах от  $\pm 2$  до  $\pm 5\%$ . Относительно большие погрешности могут вноситься в расчет, когда в качестве расчетных используются некоторые усредненные данные; так например, индуктивное сопротивление кабелей всех сечений напряжением от 3 до 10 кВ часто принимают равным 0,08 Ом/км, хотя фактически эта величина находится в пределах от 0,07 до 0,09 Ом/км (погрешность, таким образом, составляет более  $\pm 12\%$ ).

Нормативные, опытные и другие расчетные коэффициенты задают обычно одной или двумя значащими цифрами, а это уже вызывает погрешность в пределах от 2 до 10%.

На основании приведенных примеров можно заключить, что расчеты в электроснабжении достаточно проводить с точностью  $\pm 5\%$ , и в соответствии с этим следует записывать результаты расчетов не более чем с тремя значащими цифрами.

При определении темы и составлении задания на курсовой или дипломный проект необходимо: а) учитывать требования учебных программ и инструктивных указаний по проектированию; б) отражать в проекте последние достижения в области распределения электроэнергии, электропривода, систем управления, автоматизации, современные методы организации труда, различные технико-экономические показатели, вопросы охраны труда и противопожарной техники.

Как правило, задание на проект заполняет руководитель курсового или дипломного проектирования. Ниже предлагается примерный перечень вопросов подлежащих разработке в курсовом или дипломном проектах по расчетно-техническому разделу. При этом некоторые пункты задания могут быть сокращены или добавлены с учетом специфики проекта.

По темам: Электроснабжение завода (цеха) и электрооборудование подстанции.

1. Введение.
2. Характеристика потребителей электроэнергии и категория надежности электроснабжения.
3. Выбор величины питающих напряжений.
4. Расчет электрических нагрузок.
5. Компенсация реактивной мощности.
6. Выбор местоположения подстанции.
7. Выбор схемы и конструктивного исполнения подстанции.
8. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции.
9. Расчет токов короткого замыкания на шинах ВН и НН.
10. Выбор и проверка электрических аппаратов.
11. Выбор питающих кабелей.
12. Выбор магистральной силовой сети.
13. Выбор и расчет релейной защиты.
14. Выбор схем управления, сигнализации и блокировки.

15. Выбор схемы и приборов измерения.
16. Выбор схемы АПВ подстанции.
17. Выбор схемы АВР подстанции.
18. Учет и экономия электроэнергии.
19. Расчет заземляющих устройств.
20. Защита от прямых ударов молнии.
21. Специальный вопрос.

#### Графическая часть проекта.

1. План и разрез подстанции.
2. Схема электрическая принципиальная подстанции.
3. Схема электрическая принципиальная релейной защиты.
4. Схемы электрические принципиальные АПВ, АВР.
5. Схемы электрические принципиальные управления и сигнализации.
6. Схемы электрические принципиальные измерения и учета электрической энергии.
7. Конструктивные узлы электрооборудования.
8. План заземления и грозозащиты.

#### По темам: Электрооборудование цеха (участка, пролета и т. п.).

1. Введение.
2. Характеристика потребителей электроэнергии и категория надежности электроснабжения.
3. Выбор величины питающих напряжений.
4. Расчет электрических нагрузок.
5. Компенсация реактивной мощности.
6. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховой подстанции.
7. Расчет токов короткого замыкания.
8. Расчет и выбор магистральной силовой сети.
9. Расчет и выбор распределительной сети.
10. Выбор питающего кабеля и оборудования подстанции.
11. Выбор освещенности, системы освещения и источников света.
12. Выбор типа светильников и их размещение.
13. Расчет мощности и выбор ламп.
14. Расчет осветительной сети.
15. Составление сводной таблицы светотехнического расчета.
16. Ремонтное и аварийное освещение.
17. Расчет троллейных линий.
18. Расчет заземления.
19. Специальный вопрос.

#### Графическая часть проекта

1. План расположения силового электрооборудования.
2. Расчетная электрическая схема силовой сети.
3. Компановка подстанции или РП.
4. Принципиальная схема цеховой ТП.
5. План осветительной сети.
6. Расчетная электрическая схема осветительной сети.
7. Схема электрическая принципиальная управления осветительной сетью.
8. Конструктивные узлы электрооборудования

## 2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Правильное определение электрических нагрузок и обеспечение необходимой степени бесперебойности их питания имеет большое технико-экономическое значение. От этого расчёта зависят исходные данные для выбора всех элементов системы электроснабжения промышленного предприятия и денежные затраты при установке, монтаже и эксплуатации выбранного электрооборудования. Расчетная нагрузка предприятия определяется не простым суммированием номинальных мощностей электроприемников. Расчетная максимальная мощность всегда меньше этой суммы.

Существующие ныне методы определения расчётных (максимальных) нагрузок проектируемых предприятий основаны на обработке экспериментальных и практических данных об электрических нагрузках действующих промышленных предприятий различных отраслей промышленности.

Расчетные электрические нагрузки определяют следующими методами: метод коэффициента максимума; удельного потребления электроэнергии на единицу продукции; коэффициента спроса; удельной плотности электрической нагрузки на  $1 \text{ м}^2$  производственной площади.

В настоящее время пользуются в основном двумя методами расчёта максимальных электрических нагрузок: при достаточных для расчёта данных по электрооборудованию и наличии на питающем пункте электрооборудования с разным режимом работы наиболее точные данные расчёта даёт *метод коэффициента максимума*; при отсутствии этих условий рассчитывают *методом коэффициента спроса*.

### 2.2. РАСЧЁТ НАГРУЗОК МЕТОДОМ КОЭФФИЦИЕНТА МАКСИМУМА

Расчёт нагрузок по этому методу удобно вести, заполняя табл. 2.1 в следующей последовательности:

В графе 1 указываются наименования распределительных пунктов или участков и подключенного к ним электрооборудования, разбитого на группы с одинаковым режимом работы (одинаковые  $K_n$  и  $\cos\varphi$ ).

В графе 2 указывается общее количество электроприемников (ЭП).

В графе 3 указываются пределы номинальных мощностей ЭП в группе. Под пределами понимаются минимальная и максимальная мощности. При одинаковой мощности указывают мощность одного ЭП.

В графе 4 проставляют суммарную установленную (номинальную) мощность всех ЭП.

В графе 5 для каждого участка определяют кратность мощностей по формуле:  $m = P_{n \max} / P_{n \min}$  где  $P_{n \max}$  и  $P_{n \min}$  – соответственно максимальная и минимальная мощности из номинальных мощностей ЭП, присоединенных к данному участку. При этом те наименьшие ЭП группы, суммарная мощность, которых не превышает 5% номинальной мощности всей группы, в расчет при определении  $m$  не принимаются.

В графах 6 и 7 для каждой группы проставляют значения коэффициентов  $k_n$ ,  $\cos \varphi$  и  $\operatorname{tg} \varphi$ . Если эти значения неизвестны, то их можно взять из таблицы [7, с. 82] для характерных групп.

При заполнении этих граф в целом по участку находят средний коэффициент использования  $k_{н.ср} = \sum P_{см} / \sum P_n$  и  $\operatorname{tg} \varphi_{ср} = \sum Q_{см} / \sum P_{см}$ .

В графах 8 и 9 для каждой группы ЭП подсчитывают среднюю активную и реактивную мощности за наиболее загруженную смену:  $P_{см} = k_n \cdot P_n$  и  $Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi$ , а также в целом по участку суммируя значения  $P_{см}$  и  $Q_{см}$ , найденные по группам.

Остальные графы 10 – 15 заполняют только в целом по участкам. В графе 10 проставляется эффективное число ЭП. Под эффективным числом  $n_3$  понимается такое число одинаковых по режиму работы и мощности ЭП, которые заменяют ЭП с различным режимом работы (разными  $k_n$ ) и различной мощностью.

В графе 10 при определении  $n_3$  необходимо учитывать следующее:

1) Если  $m > 3$  и  $k_{н.ср} > 0,2$  то  $n_3$  подсчитывают по формуле:

$$n_3 = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{н.мах}},$$

где  $\sum P_n$  – суммарная номинальная мощность электроприёмников;  $P_{н.мах}$  – максимальная номинальная мощность одного из ЭП, подключенных к рассматриваемому участку. Если найденное по формуле значение  $n_3$  будет больше, чем фактическое  $n$ , то следует принимать  $n_3 = n$ .

2) Если  $m < 3$  и  $n \geq 4$ , то разрешается принимать  $n_3 = n$ , кроме тех 5%, которые указаны в графе 5 при определении  $m$ .

3) Если  $m > 3$  и  $k_{н.ср} < 0,2$ , то  $n_3$  определяют по табл. [7, с. 86].

В графе 11 в зависимости от значения  $k_{н.ср}$  и  $n_3$  по табл. [7, с. 90] находят коэффициент максимума  $k_m$ .

В графу 12 заносят максимальную активную мощность  $P_m = k_m \cdot \sum P_{см}$ .

В графу 13 вносят максимальную реактивную мощность  $Q_m = k'_m \cdot Q_{см}$ , где  $k'_m = 1,1$  при  $k_{н.ср} \leq 0,2$  и  $n_3 \leq 100$ , а также при  $k_{н.ср} > 0,2$  и  $n_3 < 10$ . Во всех остальных случаях можно принять  $k'_m = 1$ .

Максимальные активные и реактивные мощности группы, имеющей три ЭП и менее, определяются как сумма их номинальных мощностей.

В графы 14 и 15 заносят полную расчетную максимальную мощность и максимальный ток:  $S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$ ,  $I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H}$ .

### ПРИМЕР 2.1.

Определить максимальную нагрузку на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции (ТП), питающей предприятие по трем линиям с электроприемниками (ЭП), указанными в табл. 2.1.

Задано: наименование (А, Б и В) и количество ЭП  $n$ , пределы номинальных мощностей, коэффициенты  $k_n$  и  $\cos \varphi$  по группам; (см. графы 1, 2, 3, 6 и 7).

**Решение.** Расчёт проведём на примере питающей линии 1.

Общее количество ЭП:  $n = 16 + 9 + 10 = 35$  шт.

Общая установленная (номинальная) мощность:

А - 15 кВт × 8 шт	Б - 10 кВт × 5 шт	В - 10 кВт × 6 шт
20 кВт × 4 шт	15 кВт × 3 шт	30 кВт × 2 шт
<u>30 кВт × 4 шт</u>	<u>25 кВт × 1 шт</u>	<u>45 кВт × 2 шт</u>
320 кВт	120 кВт	210 кВт

$$\Sigma P_{\text{н}} = 320 + 120 + 210 = 650 \text{ кВт.}$$

$$\text{Кратность мощностей } m = P_{\text{н max}} / P_{\text{н min}} = 45 / 10 = 4,5.$$

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену:

а) Активная

$$P_{\text{см}} = P_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}}$$

$$P_{\text{см А}} = 320 \cdot 0,25 = 80 \text{ кВт,}$$

$$P_{\text{см Б}} = 120 \cdot 0,4 = 48 \text{ кВт,}$$

$$P_{\text{см В}} = 210 \cdot 0,3 = 63 \text{ кВт,}$$

$$\Sigma P_{\text{см}} = 80 + 48 + 63 = 191 \text{ кВт.}$$

б) Реактивная

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg } \varphi.$$

$$Q_{\text{см А}} = 80 \cdot 0,75 = 60 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{см Б}} = 48 \cdot 1,2 = 57,6 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{см В}} = 63 \cdot 0,82 = 51,7 \text{ квар,}$$

$$\Sigma Q_{\text{см}} = 60 + 57,6 + 51,7 = 169 \text{ квар.}$$

Средний коэффициент использования

$$k_{\text{н.ср}} = \Sigma P_{\text{см}} / \Sigma P_{\text{н}} = 191 / 650 = 0,29.$$

Среднее значение  $\text{tg} \varphi_{\text{ср}} = \Sigma Q_{\text{см}} / \Sigma P_{\text{см}} = 169 / 191 = 0,88$ , при этом  $\cos \varphi_{\text{ср}} = 0,75$ .

При  $m > 3$  и  $k_{\text{н.ср}} > 0,2$  эффективное число ЭП может быть определено по формуле:  $n_{\text{э}} = 2 \Sigma P_{\text{н}} / P_{\text{н max}} = 2 \cdot 650 / 45 = 29$ .

Определяем коэффициент максимума по табл. [7, с.90] при  $k_{\text{н.ср}} = 0,29$  и  $n_{\text{э}} = 29$ ;  $k_{\text{м}} = 1,28$ .

Максимальные расчётные нагрузки на шинах НН подстанции от питающей линии 1 без учета осветительной нагрузки и мощности компенсирующих устройств составляют:

$$P_{\text{м}} = \Sigma P_{\text{см}} \cdot k_{\text{м}} = 191 \cdot 1,28 = 244 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{м}} = \Sigma Q_{\text{см}} \cdot k_{\text{м}} = 169 \cdot 1 = 169 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{м}} = \sqrt{244^2 + 169^2} = 297 \text{ кВА.}$$

Осветительная нагрузка ориентировочно рассчитывается методом удельной мощности на освещённую площадь:  $P_{\text{н.осв}} = p_{\text{уд}} \cdot S$ , где  $p_{\text{уд}}$  – удельная мощность, Вт/м<sup>2</sup>,  $S$  – освещаемая площадь, м<sup>2</sup>.

При средней освещённости  $E = 50$  лк и высоте подвеса светильников  $h = 4 \dots 8$  м и  $S > 300$  м<sup>2</sup>, можно принять  $p_{\text{уд}} = 9 \dots 10$  Вт/м<sup>2</sup>, а при  $E = 100$  лк  $p_{\text{уд}} = 14 \dots 16$  Вт/м<sup>2</sup>. Для наружного освещения территории  $p_{\text{уд}} = 2$  Вт/м<sup>2</sup>.

Таблица 1.1. Сводная таблица расчета электрических нагрузок к примеру 2.1.

Наименование групп электроприемников (ЭП)	Количество ЭП, n	Установленная мощность, приведенная к ПВ = 100%			Кратность мощности, m	Коэффициент использования, Ki	cosφ / tgφ	Средняя нагрузка за наи-более загружен смену		Эффективное чис-ло ЭП, n <sup>1)</sup>	Коэффициент макс симуля, k <sup>2)</sup>	Максимальная расчетная нагрузка							
		Пределы номинальных мощностей	Общая мощность, P <sub>ном</sub> , кВт	P <sub>см</sub> , кВт				Q <sub>см</sub> , квар	P <sub>м</sub> , кВт			Q <sub>м</sub> , квар	S <sub>м</sub> , кВА	I <sub>м</sub> <sup>3)</sup> , А					
															3	4	5	6	7
<b>Питающая линия 1</b>																			
ЭП гр. А	16	15-30	320	-	0,25	0,8/0,75	80	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЭП гр. Б	9	10-25	120	-	0,4	0,65/1,2	48	57,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЭП гр. В	10	10-45	210	-	0,3	0,77/0,82	63	51,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого силовые ЭП	35	10-45	650	4,5	0,29	0,75/0,88	191	169	29	1,28	244	169	297	452	25,2	-	-	-	-
Осветительная нагрузка	-	-	19,5	-	0,85 <sup>4)</sup>	-	-	-	-	-	16,6	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Питающая линия 2</b>																			
ЭП гр. А	5	50-80	260	-	0,4	0,5/1,73	104	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЭП гр. Б	7	15-40	130	-	0,6	0,8/0,75	78	58,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЭП гр. В	14	7-20	170	-	0,2	0,7/1,02	34	34,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого силовые ЭП	26	7-80	560	11	0,39	0,62/1,26	216	273	14	1,3	281	355	456	694	21,7	-	-	-	-
Осветительная нагрузка	-	-	16,8	-	0,85 <sup>4)</sup>	-	-	-	-	-	14,3	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Питающая линия 3</b>																			
ЭП гр. А	2	80	160	-	0,2	0,65/1,2	32	39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЭП гр. Б	1	30	30	-	0,5	0,7/1,0	15	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЭП гр. В	2	5	10	-	0,8	0,8/0,75	8	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого силовые ЭП	5	30-80 <sup>3)</sup>	190 <sup>2)</sup>	2,7 <sup>2)</sup>	0,28	0,67/1,1	55	62	3 <sup>2)</sup>	-	190 <sup>3)</sup>	209	283	430	7,8	-	-	-	-
Осветительная нагрузка	-	-	6,0	-	0,85 <sup>4)</sup>	-	-	-	-	-	5,1	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого по подстанции</b>																			
Силовые ЭП	66	-	1400	-	-	0,68/1,09 <sup>4)</sup>	462	504	-	-	715	733	1024	-	-	-	-	-	-
Осветительная нагрузка	-	-	42,3	-	-	-	-	-	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	-

1) Для освещения это коэффициент спроса. 2) Из расчета исключены два ЭП по 5 кВт, так как суммарная мощность их менее 5% номинальной мощности всей группы. 3) Р<sub>м</sub> принимается равным (P<sub>н</sub> = 190 кВт), так как расчетное количество ЭП оказывается равным 3. 4) Принимаем tg φ ср = Q<sub>см</sub> / P<sub>см</sub>. 5) Расчетный ток определен при напряжении в сети 380 В.

При отсутствии этих данных (в учебном проекте) можно принять  $P_{н.осв}$  равной 3 ... 7 % от суммарной номинальной мощности  $\sum P_{н}$  силовых ЭП.

Максимальная расчетная мощность на освещение  $P_{м.осв} = P_{н.осв} \cdot k_c$ , где  $k_c$  – коэффициент спроса на освещение равный 0,6 ... 1,0 [7, с. 100].

Для нашего примера принимаем  $P_{н.осв}$  равную 3% от  $\sum P_{н}$  и  $k_c = 0,85$ , тогда  $P_{н.осв} = 0,03 \cdot 650 = 19,5$  кВт и  $P_{м.осв} = 19,5 \cdot 0,85 = 16,6$  кВт.

Результаты этих расчётов, и для питающих линий 2 и 3 сведены в таблицу 2.1.

Суммарная нагрузка на шинах ВН подстанции определяется с учетом нагрузки высоковольтных потребителей ( $P_{вв}$ ,  $Q_{вв}$ ) и потерь мощности в трансформаторах.

Потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах ориентировочно можно принимать:

$$\Delta P_T \approx 0,02 S_M, \quad \Delta Q_T \approx 0,1 S_M,$$

Для нашего примера:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 1024 = 20,5 \text{ кВт}, \quad \Delta Q_T = 0,1 \cdot 1024 = 102,4 \text{ квар},$$

где  $S_M = 1024$  кВА максимальная (расчётная) мощность на шинах низшего напряжения см. табл. 2.1.

При определении расчетных нагрузок от *однофазных* ЭП следует предварительно распределить их равномерно по фазам, после чего их номинальная нагрузка принимается равной тройной нагрузке наиболее загруженной фазы:  $P_{ном} = 3P_{ном.одн.}$

### 2.3. РАСЧЕТ НАГРУЗОК МЕТОДОМ КОЭФФИЦИЕНТА СПРОСА

Определение расчётной нагрузки этим методом является приближённым, поэтому его применение рекомендуют для предварительных расчётов и определения общезаводских нагрузок.

Для вычисления расчётных нагрузок по этому методу необходимо все ЭП разбить на группы с одинаковым режимом работы, узнать установленную мощность  $P_{н}$  группы ЭП, коэффициенты мощности  $\cos\phi$  и спроса  $k_c$ .  $\cos\phi$  и  $k_c$  можно определить по справочным данным [22, с. 328] или [7, с. 100].

Расчетную нагрузку группы однородных по режиму работы ЭП определяют по формулам:

$$P_M = k_c \cdot P_{н}; \quad Q_M = P_M \cdot \operatorname{tg}\phi; \quad S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}, \quad (2.1)$$

где  $\operatorname{tg}\phi$  соответствует  $\cos\phi$  данной группы электроприемников.

Расчетную нагрузку узла системы электроснабжения (обычно на шинах питающей подстанции), содержащего группы ЭП с различными режимами работы, определяют с учетом разновременности максимумов нагрузки отдельных групп:



$$S_{м.тп} = k_{р.м} \cdot \sqrt{(\sum P_m)^2 + (\sum Q_m)^2},$$

где  $\sum P_m$  - сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп электроприемников;  $\sum Q_m$  - сумма расчетных реактивных нагрузок отдельных групп электроприемников;  $k_{р.м}$  - коэффициент разновременности максимумов нагрузок отдельных групп приемников. Коэффициент разновременности максимумов  $k_{р.м}$  можно принимать в пределах 0,7...0,95.

Порядок выполнения расчета рассмотрим на конкретном примере.

### ПРИМЕР 2.2.

Определить расчетную максимальную нагрузку на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции, питающей предприятие со следующими силовыми электроприемниками:

50 электродвигателей металлорежущих станков  $\sum P_n = 240$  кВт;

6 сантехнических вентиляторов  $\sum P_n = 35$  кВт;

8 кранбалок и тельферов с ПВ = 40% и  $\sum P_n = 73$  кВт, при этом

$\sum P_n = 73 \cdot 0,4 = 46$  кВт, ( $P_n$  - паспортная мощность);

8 сварочных трансформаторов  $\sum P_n = 26$  кВт;

10 печей сопротивления  $\sum P_n = 100$  кВт;

Осветительная нагрузка  $\sum P_n = 25$  кВт.

*Решение:*

Максимальные расчетные активные и реактивные мощности для каждой группы электроприемников определяем по формулам 2.1.

Расчетные данные сведены в таблицу 2. 2.

Полная расчетная мощность:

$$S_m = \sqrt{(\sum P_m)^2 + (\sum Q_m)^2} = \sqrt{181^2 + 150^2} = 235 \text{ кВА.}$$

Средневзвешенный коэффициент мощности:

$$\cos \varphi_{ср} = \sum P_m / S_m = 181 / 235 = 0,77.$$

Коэффициент спроса по предприятию:

$$k_{с.ср} = \sum P_m / \sum P_n = 181 / 472 = 0,38.$$

Принимая  $k_{р.м} = 0,9$ , определяем расчетную нагрузку на шинах питающей подстанции

$$S_{м.тп} = k_{р.м} \cdot S_m = 0,9 \cdot 235 = 211 \text{ кВА.}$$

Максимальный расчетный ток силовой магистрали

$$I_M = \frac{S_{м.тп}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{211}{1,73 \cdot 0,4} = 305 \text{ А.}$$

Таблица 2.2. Сводная таблица расчетных нагрузок к примеру 2.2.

Группы электроприёмников	n	$\sum P_n$ , кВт	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	kc	$P_m$ , кВт	$Q_m$ , квар
Металлорежущ. станки	50	240	0,5 / 1,73	0,16	38,4	66,4
Сантех. вентиляторы	6	35	0,8 / 0,75	0,7	24,5	18,4
Краны и тельферы	8	46	0,5 / 1,73	0,2	9,2	15,9
Сварочные трансформ.	8	26	0,35 / 2,6	0,35	9,1	23,7
Печи сопротивления	10	100	0,95 / 0,32	0,8	80	25,6
Осветительная нагрузка	-	25	-	0,8	20	-
<b>Всего</b>	<b>82</b>	<b>472</b>	<b>0,77 / 0,83</b>	<b>0,38</b>	<b>181</b>	<b>150</b>

### 3. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Компенсация реактивной мощности является важной технико-экономической проблемой промышленного предприятия. Основными потребителями реактивной мощности на предприятиях являются асинхронные двигатели (60...65% общего потребления), трансформаторы (20...25%), вентиляционные преобразователи, реакторы, воздушные электрические сети и прочие ЭП (10%). В зависимости от характера оборудования  $\cos\phi$  (коэффициент мощности) может достигать величины 0,6 и ниже

Низкий  $\cos\phi$  сопровождается передачей значительной реактивной мощности по линиям и через трансформаторы, что невыгодно по следующим причинам [17]:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью.

2. Возникают дополнительные потери напряжения в сетях.

3. Загрузка реактивной мощностью линий электропередачи, трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечения проводов, увеличение номинальной мощности трансформаторов на подстанциях.

Приведенные соображения говорят о том, что резкое снижение потребления реактивной мощности является очень важной задачей, особенно в часы максимальных нагрузок системы и потребителя. На промышленных предприятиях это может быть достигнуто *естественным* путем, например за счет улучшения режима работы ЭП, применения двигателей более совершенных конструкций, устранения их недогрузки, а также *искусственным* путем за счет установки специальных компенсирующих устройств.

К таким устройствам, в большинстве случаев, относятся статические конденсаторы, которые используются и для повышения коэффициента мощности и для регулирования напряжения в системе электроснабжения. Это потребовало промышленного изготовления специальных комплектных конденсаторных установок ККУ, которые состоят из соответствующего числа конденсаторов определенной мощности и вспомогательного оборудования. ККУ выпускаются на напряжения 0,38 и 6 – 10 кВ [7, с. 306].

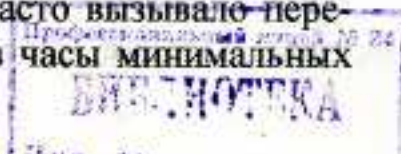
Мощность компенсирующих устройств ориентировочно может быть определена из выражения:

$$Q_k = P_{cr} \cdot (\operatorname{tg}\phi_1 - \operatorname{tg}\phi_2) \text{ квар,}$$

где  $P_{cr}$  - среднегодовая мощность,  $\operatorname{tg}\phi_1$  - тангенс угла, соответствующий существующему средневзвешенному коэффициенту мощности предприятия  $\cos\phi_1$  (до компенсации),  $\operatorname{tg}\phi_2$  - оптимальный тангенс угла сдвига фаз потребителя в часы максимальной нагрузки, который требуется получить; соответствующий ему  $\cos\phi_2$ .

ПУЭ до 1974 г. в качестве нормированной величины рекомендовало средневзвешенное значение  $\cos\phi_2 = 0.92 \dots 0.95$ , что часто вызывало пере-

компенсацию реактивной мощности в энергосистеме в часы минимальных



нагрузок. Результатом перекомпенсации являлось увеличение суммарных потерь мощности и энергии в электрических сетях.

В новых «Правилах пользования электрической и тепловой энергией», введенных с 1 января 1982 г. указывается не нормируемое значение коэффициента мощности (0,92...0,95), а та суммарная реактивная мощность компенсирующих устройств, которая должна быть установлена на предприятии согласно заданию энергосистемы. В соответствии с этими указаниями выбор мощности  $Q_k$  компенсирующих устройств должен производиться для режима наибольших реактивных нагрузок потребителя  $Q_m$ , т. е. должно соблюдаться условие

$$Q_k = Q_{m1} - Q_{з.с.},$$

где  $Q_{m1} = K \cdot Q_m$  - наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности компенсирующих устройств. Здесь  $K$  - коэффициент, учитывающий несовпадение расчетного максимума активной нагрузки потребителя с максимальной нагрузкой энергосистемы. Коэффициент  $K$  определяется по графику нагрузки потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы. При совпадении максимальных нагрузок во времени  $K = 1$ . Ориентировочно величина  $K$  принимается в зависимости от отрасли промышленности в пределах 0,75...0,95 [14].  $Q_{з.с.}$  - значение реактивной мощности, которой энергосистема должна снабжать потребителя в часы ее наибольших активных нагрузок. Это значение указывается в договоре с энергоснабжающей организацией на пользование электроэнергией.

### ПРИМЕР 3.1.

По результатам расчета примера 2.1 определить мощность и тип компенсирующих устройств. Годовой график нагрузки задан, см. рис. 3.1.

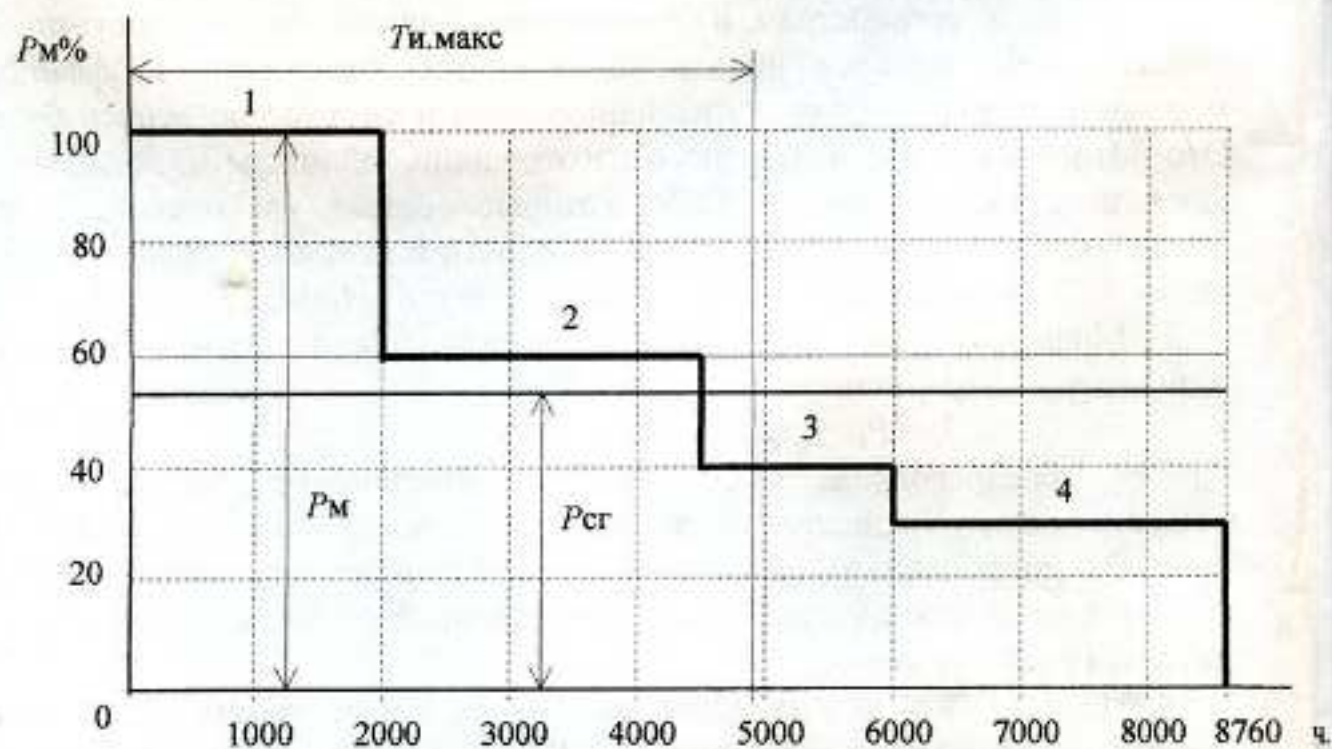


Рис. 3.1. Годовой график активной нагрузки к примеру 3.1.

*Решение.*

Исходя из данных годового графика нагрузки при  $P_m = 715$  кВт определяем количество активной энергии, израсходованной предприятием в течение года:

$$\sum W_{\text{а.год}} = \sum (P_i \cdot t_i) = 715 \cdot (1 \cdot 2000 + 0.6 \cdot 2500 + 0.4 \cdot 1500 + 0.3 \cdot 2760) = 3\,523\,500 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $P_i$  и  $t_i$  - соответственно мощность и время  $i$ -той ступени графика нагрузки.

$$\text{Среднегодовая мощность: } P_{\text{ср}} = \frac{\sum W_{\text{а.год}}}{T_{\text{год}}} = \frac{3\,523\,500}{8760} = 402 \text{ кВт}, \text{ что в про-}$$

центах от максимальной  $P_m$  составляет:  $\frac{402 \cdot 100\%}{715} = 56\%$ .

Задаёмся нормируемым значением  $\cos \varphi_2 = 0,93$ , которому соответствует  $\text{tg} \varphi_2 = 0,39$ ; до компенсации  $\cos \varphi_1 = 0,68$  (табл. 2.1), ему соответствует  $\text{tg} \varphi_1 = 1,09$ .

Тангенс угла через косинус можно определить по формуле:  $\text{tg} \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}$ .

Мощность компенсирующих устройств составит:

$$Q_k = P_{\text{ср}} \cdot (\text{tg} \varphi_1 - \text{tg} \varphi_2) = 402 \cdot (1,09 - 0,39) = 281 \text{ квар}.$$

Выбираем две комплектных конденсаторных установки типа УКБТ-0,38 - 150УЗ общей мощностью 300 квар с одной ступенью регулирования [7, с.306].

### ПРИМЕР 3.2.

По результатам расчета примера 2.1 определить мощность и тип компенсирующих устройств, если коэффициент, учитывающий несовпадение расчетного максимума активной нагрузки потребителя с максимальной нагрузкой энергосистемы  $K = 0,75$ . Энергосистема сообщила, что при максимуме ее нагрузки оптимальный тангенс угла предприятия должен составлять 0,45.

*Решение.*

При  $K = 0,75$  наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, необходимая для определения мощности компенсирующих устройств составит

$$Q_{\text{м1}} = K \cdot Q_{\text{м}} = 0,75 \cdot 733 = 550 \text{ квар}.$$

Величина реактивной мощности, которой энергосистема должна снабжать потребителя в часы наибольших активных нагрузок

$$Q_{\text{э.с}} = K \cdot P_m \cdot \text{tg} \varphi_{\text{опт}} = 0,75 \cdot 715 \cdot 0,45 = 241 \text{ квар}$$

Мощность компенсирующих устройств составит

$$Q_k = Q_{\text{м1}} - Q_{\text{э.с}} = 550 - 241 = 309 \text{ квар}$$

Выбираем две комплектных конденсаторных установки типа УКБТ-0,38 - 150УЗ общей мощностью 300 квар с одной ступенью регулирования [7, с. 306]. ККУ устанавливаем на подстанции и подключаем их к шинам НН трансформаторов.

Составляем итоговую таблицу 3.1 расчета электрических нагрузок с учетом полученных результатов в ранее полученных примерах.

Таблица 3.1. Итоговая таблица расчета электрических нагрузок.

Потребители электрической энергии	$P_m$ , кВт	$Q_m$ , квар	$S_m$ , кВА
Силовые электроприёмники	715	733	1024
Осветительная нагрузка	36		36
Потери мощности в трансформаторах	20,5	102,4	104,4
Конденсаторные установки		- 300	300
Итого по предприятию	<b>771</b>	<b>535</b>	<b>938</b>

Вопрос о выборе типа и места размещения компенсирующих устройств должен решаться технико-экономическими расчетами [14] и сравнением сроков, в течение которых капитальные затраты на компенсацию окупятся экономией, получаемой благодаря снижению потерь в передаче.

При выборе места установки компенсирующих устройств следует иметь в виду, что наибольший экономический эффект достигается при их установке в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность приемников. Передача реактивной мощности из сети 6...35 кВ в сеть до 1000 В, как правило, оказывается экономически невыгодной, особенно, если это приводит к увеличению числа цеховых трансформаторов. Для электроустановок небольшой мощности, присоединяемых к действующим сетям 6 – 10 кВ, как правило, целесообразно иметь полную компенсацию на стороне до 1000 В.

При централизованной компенсации компенсирующие устройства устанавливаются на подстанциях и присоединяются к шинам низшего или высшего напряжения трансформаторов. При подключении к шинам низшего напряжения разгружаются от реактивной мощности не только сети 6 – 10 кВ, но и трансформаторы на подстанции, а при подключении к шинам высшего напряжения - только сети высшего напряжения.

В процессе проектирования систем электроснабжения необходимо знать  $T_{и.макс}$  – время использования максимальной нагрузки, которое определяется по формуле:

$$T_{и.макс} = \frac{\sum W_{а.год}}{P_m},$$

где  $\sum W_{а.год}$  – количество активной энергии, израсходованной предприятием в течение года, кВт·ч;  $P_m$  – максимальная (расчетная) нагрузка, кВт.

#### 4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Критериями при выборе трансформаторов являются надежность электроснабжения, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность.

Наиболее часто на промышленных предприятиях применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции рассчитывается на питание всех нагрузок 1-ой и основных потребителей 2-ой категории для возможного взаимного резервирования с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания неответственных потребителей 3-ей категории, если замена поврежденного трансформатора или ремонт его производится в течение не более одних суток. Сооружение однотрансформаторных подстанций для потребителей 2-ой категории допускается при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или при наличии другого резервного источника питания от сети НН, включаемого вручную или автоматически.

Мощность трансформаторов можно выбирать по максимальной мощности предприятия без учета графика нагрузки по условию:

при установке одного трансформатора  $S_{н.т} > S_{м}$ ;

при установке двух трансформаторов мощность каждого из них

$$S_{н.т} > S_{м} / 2 \cdot 0,7,$$

но это приводит в ряде случаев к завышению их мощности.

При наличии графика нагрузки выбор и проверку мощности трансформаторов производят с учетом коэффициента допустимой нагрузки трансформаторов  $k_{н}$ . Для этого по суточному графику нагрузки потребителя устанавливается продолжительность максимума нагрузки  $t_{м}$  и коэффициент заполнения графика:

$$k_{з.г.} = S_{ср} / S_{м} \approx P_{ср} / P_{м},$$

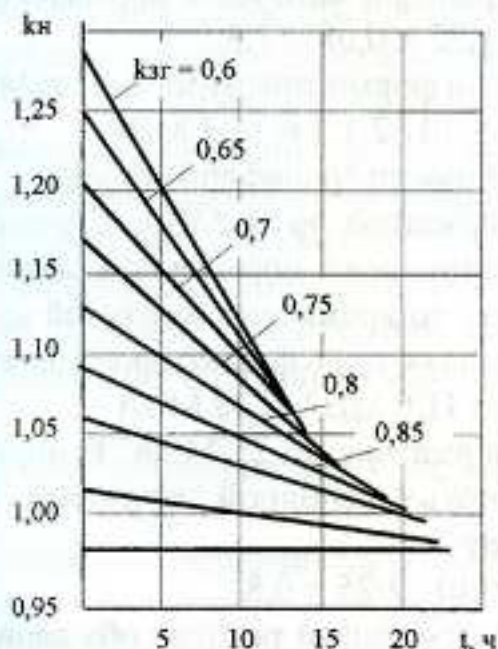


Рис. 4.1. Кривые кратности допустимых нагрузок трансформаторов.

где  $S_{\text{ср}}$ ,  $P_{\text{ср}}$  и  $S_{\text{м}}$ ,  $P_{\text{м}}$  - средняя и максимальная нагрузки трансформатора.

По значениям  $k_{\text{зг}}$  и  $t_{\text{м}}$  определяют коэффициент кратности допустимой нагрузки  $k_{\text{н}}$  (рис. 4.1) откуда  $S_{\text{н.т}} = S_{\text{м}} / k_{\text{н}}$ .

Если в летнее время максимум нагрузки меньше номинальной мощности трансформатора на  $p\%$ , то в зимнее время допускается перегрузка трансформатора на те же  $p\%$ , но не более чем на 15%. Суммарная перегрузка за счет суточной и летней недогрузок должна быть не более 30%.

Допускается при  $k_{\text{зг}} < 0,75$  перегрузка одного трансформатора до 140% в аварийном режиме продолжительностью 5 суток, но не более 6 часов в сутки.

Для окончательного решения вопроса выполняется технико-экономическое сравнение вариантов мощности трансформаторов.

#### ПРИМЕР 4.1.

Выбрать число и мощность трансформаторов ГПП 110/10кВ завода, если известно, что максимальная нагрузка составляет  $S_{\text{м}} = 40\ 000$  кВА. Суточный и годовой графики нагрузки заданы на рис. 4.2. Потребители 1-ой и 2-ой категорий составляют 35% максимальной нагрузки завода.

*Решение.*

В связи с тем, что на заводе имеются потребители 1-ой категории, то намечаем к установке два трансформатора.

Определяем номинальную мощность одного трансформатора.

Из суточного графика нагрузки находим длительность максимальной нагрузки  $t_{\text{м}} = 4$  ч и определяем коэффициент заполнения графика:

$$k_{\text{зг}} = \frac{0,3 \cdot 6 + 0,7 \cdot 2 + 1 \cdot 4 + 0,6 \cdot 1 + 0,9 \cdot 3 + 0,7 \cdot 2 + 0,6 \cdot 4 + 0,2 \cdot 2}{1 \cdot 24} = 0,61.$$

По величине  $k_{\text{зг}}$  и  $t_{\text{м}}$  находим коэффициент кратности допустимой нагрузки  $k_{\text{н}} = 1,22$  (рис. 4.1). За счет недогрузки в летнее время может быть допущена дополнительная перегрузка трансформаторов  $k_{\text{н}} = 0,08$ .

Общая допустимая перегрузка трансформаторов в нормальном режиме при максимальной нагрузке завода:  $1,22 + 0,08 = 1,3$ .

Необходимая мощность трансформатора будет составлять:

$$S_{\text{т}} = S_{\text{м}} / 2 \cdot 1,3 = 40 / 2 \cdot 1,3 = 15,4 \text{ МВА.}$$

Намечаем два варианта мощности трансформаторов.

*1-ый вариант:* два трансформатора по 16 МВА. С учетом перегрузки, определенной выше, оба трансформатора в нормальном режиме смогут пропустить всю потребную мощность во время максимальной нагрузки завода, поскольку допустимая мощность двух трансформаторов составит:

$$S_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 2 \cdot 16 = 41,6 \text{ МВА} > 40 \text{ МВА.}$$

*2-ой вариант:* два трансформатора по 25 МВА. В нормальном режиме трансформаторы будут работать с неполной загрузкой. В часы максимума коэффициент загрузки равен:

$$k_{\text{з}} = S_{\text{м}} / 2S_{\text{н.т}} = 40 / 2 \cdot 25 = 0,8.$$

С точки зрения работы в нормальном режиме оба варианта приемлемы.

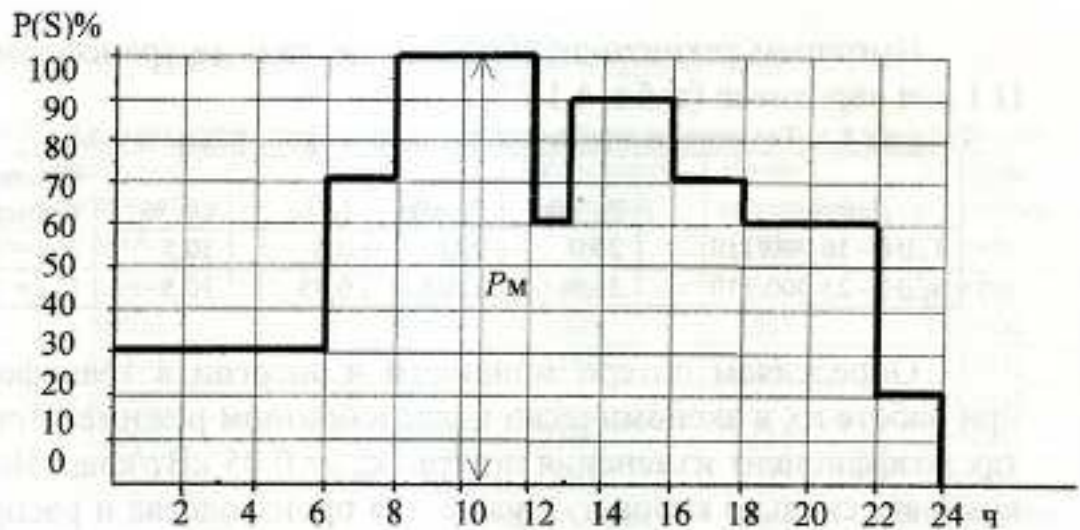


Рис. 4.2. Суточный график нагрузки к примеру 4.1

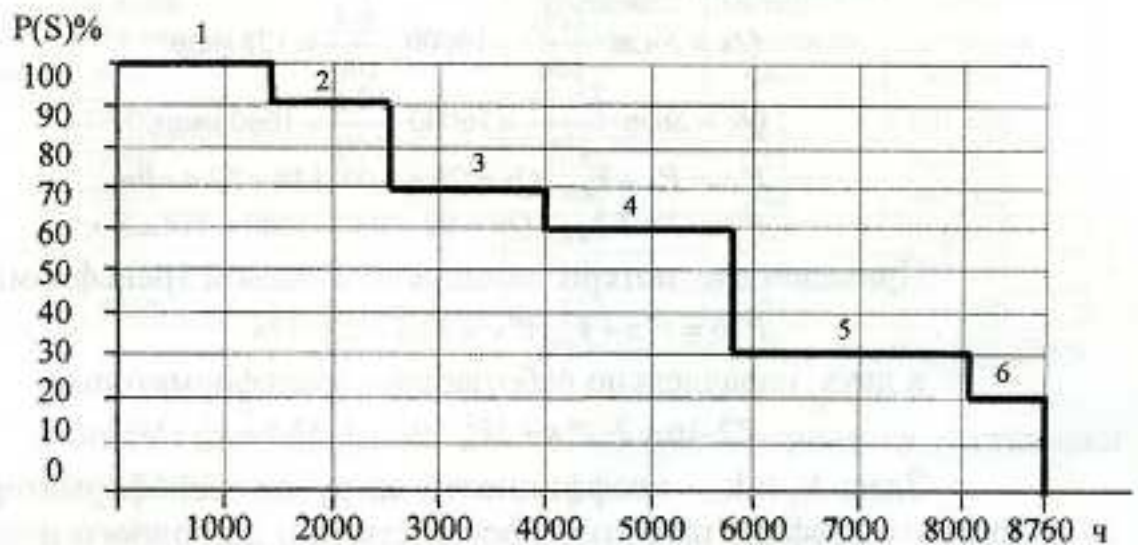


Рис. 4.3. Годовой график нагрузки к примеру 4.1

Проверяем возможность работы намеченных трансформаторов в аварийном режиме.

*1-ый вариант:* при отключении одного из трансформаторов, оставшийся в работе сможет пропустить мощность равную:

$$1.4S_{н.т.} = 1,4 \cdot 16 = 22,4 \text{ МВА,}$$

т.е. 56% всей потребляемой заводом мощности. Учитывая, что в этом режиме работа потребителей 1-ой категории не нарушается (35%), считаем этот вариант приемлемым. Коэффициент 1,4 учитывает допустимую перегрузку трансформатора в аварийном режиме.

*2-ой вариант:* при отключении одного из трансформаторов, оставшийся в работе сможет пропустить мощность равную:

$$1.4S_{н.т.} = 1,4 \cdot 25 = 35 \text{ МВА,}$$

т.е. 87,5% всей потребляемой заводом мощности. Этот вариант также приемлем.

Определяем экономически целесообразный режим работы трансформаторов.



Выпишем технико-экономические данные трансформаторов см. табл. П.1 для вариантов (табл. 4.1):

Таблица 4.1. Технико-экономические данные трансформаторов

Данные	$P_x$ кВт	$P_k$ кВт	$I_x$ %	$U_k$ %	Стоимость трансформаторов $K$ , руб
ТДН – 16 000/110	26,0	90,0	0,8	10,5	$K_{16} = 125\ 000$
ТДН – 25 000/110	36,0	120,0	0,75	10,5	$K_{25} = 150\ 000$

Определяем потери мощности и энергии в трансформаторах за год при работе их в экономически целесообразном режиме. Принимаем в расчетах коэффициент изменения потерь  $k_{и.п.} = 0,05$  кВт/квар. Величина  $k_{и.п.}$  – показывает сколько киловатт нужно для производства и распределения 1 квар и находится в пределах 0,02 – 0,15 кВт/квар [17].

1-ый вариант:

$$Q_x = S_{н.м.} \cdot \frac{I_x \%}{100} = 16000 \cdot \frac{0,8}{100} = 128 \text{ квар}$$

$$Q_k = S_{н.м.} \cdot \frac{U_k \%}{100} = 16000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1680 \text{ квар,}$$

$$P'_x = P_x + k_{и.п.} \cdot Q_x = 26 + 0,05 \cdot 128 = 32,4 \text{ кВт,}$$

$$P'_k = P_k + k_{и.п.} \cdot Q_k = 90 + 0,05 \cdot 1680 = 174 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери мощности в одном трансформаторе:

$$P'^2_{16} = P'^2_x + k_z^2 \cdot P'^2_k = 32,4 + K_z^2 \cdot 174$$

в двух параллельно работающих трансформаторах:

$$P'^2 \cdot 16 = 2 \cdot P'^2_x + 2k_z^2 \cdot P'^2_k = 2 \cdot 32,4 + k_z^2 \cdot 2 \cdot 174.$$

Здесь  $k_z$  и  $k_{з.п.}$  коэффициенты загрузки трансформаторов по ступеням годового графика нагрузки, соответственно для одного и двух параллельно работающих трансформаторов:

$$k_z = \frac{S_i}{S_{н.м.}}; \quad k_{з.п.} = \frac{S_i}{2 \cdot S_{н.м.}}, \quad \text{где } S_i \text{ – нагрузка } i \text{ – ой ступени по годовому графику.}$$

Находим нагрузку при которой необходимо переходить на работу с одним трансформатором в целях экономии электроэнергии.

$$S_a = S_{н.м.} \sqrt{N \cdot (N - 1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 16000 \sqrt{2(2 - 1) \cdot \frac{32,4}{174}} = 9760 \text{ кВА,}$$

где  $N$  – количество трансформаторов одинаковой мощности

Расчеты годовых потерь мощности и электроэнергии выполняем для каждой ступени графика нагрузки и приводим их в табл. 4.2.

2-ой вариант

$$Q_x = 25000 \cdot \frac{0,75}{100} = 188 \text{ квар,} \quad Q_k = 25000 \cdot \frac{10,5}{100} = 2625 \text{ квар,}$$

$$P'_x = 36 + 0,05 \cdot 188 = 45,4 \text{ кВт,} \quad P'_k = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251 \text{ кВт,}$$

$$P'^2_{25} = 45,4 + K_z^2 \cdot 251, \quad P'^2 \cdot 25 = 2 \cdot 45,4 + K_z^2 \cdot 2 \cdot 251.$$

Нагрузка при которой необходимо переходить на работу с одним трансформатором:

$$S_b = 25 \sqrt{2(2-1) \cdot \frac{45,4}{251}} = 15000 \text{ кВА}$$

Таблица 4.2. Определение годовых потерь мощности и электроэнергии 1 вариант

№ ступени	Нагрузка по ступеням, кВА	Кз	Кз.п	Продолжит. ступени, ч	Потери мощности, кВт	Потери эл. энергии, кВт·ч
1	40000	-	1,25	1460	609	889 000
2	36000	-	1,125	1095	505	553 000
3	28000	-	0,875	1460	331	483 000
4	24000	-	0,75	1825	261	476 000
5	12000	-	0,375	2190	114	250 000
6		0,5	-	730	75,9	55 400

Всего за год  $W_{a,16} = 2\,706\,400 \text{ кВт·ч}$

Таблица 4.3. Определение годовых потерь мощности и электроэнергии 2 вариант

№ ступени	Нагрузка по ступеням, кВА	Кз	Кз.п	Продолжит. ступени, ч	Потери мощности, кВт	Потери эл. энергии, кВт·ч
1	40000	-	0,8	1460	412	601 500
2	36000	-	0,72	1095	351	384 000
3	28000	-	0,56	1460	248	362 000
4	24000	-	0,48	1825	206	376 000
5	12000	0,48	-	2190	103	225 600
6	8000	0,32	-	730	71,1	51 900

Всего за год  $W_{a,25} = 2\,001\,000 \text{ кВт·ч}$

При технико-экономическом сопоставлении вариантов установки трансформаторов получаем:

*1-ый вариант:*

Капитальные затраты  $K_1 = 2 \cdot K_{16} = 2 \cdot 125\,000 = 250\,000 \text{ руб.}$

Амортизационные отчисления  $C_a = k_a \cdot K_1 = 0,1 \cdot 250\,000 = 25\,000 \text{ руб.}$ ,  
где  $k_a$  – коэффициент, учитывающий амортизационные отчисления.

Стоимость потерь электроэнергии при  $C_o = 0,15 \text{ руб/кВт·ч.}$

$$C_n = C_o \cdot W_{a,16} = 0,15 \cdot 2\,706\,400 = 405\,960 \text{ руб.}$$

Суммарные годовые эксплуатационные расходы:

$$C_{\Sigma,1} = C_a + C_n = 25\,000 + 405\,960 = 430\,960 \text{ руб.}$$

*2-ой вариант:*

$$K_2 = 2 \cdot 150\,000 = 300\,000 \text{ руб.}$$

$$C_a = 0,1 \cdot 300\,000 = 30\,000 \text{ руб.}$$

$$C_n = 0,15 \cdot 2\,001\,000 = 300\,150 \text{ руб.}$$

$$C_{\Sigma,2} = 30\,000 + 300\,150 = 330\,150 \text{ руб.}$$

Определяем срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_{\Sigma,1} - C_{\Sigma,2}} = \frac{300\,000 - 250\,000}{430\,960 - 330\,150} = 0,5 \text{ года.}$$

Срок окупаемости получился значительно меньше нормативного  $T_n = 8 \text{ лет}$ , поэтому 2-й вариант по экономическим соображениям является более рациональным. Учитывая возможное расширение завода, окончательно

принимается вариант установки двух трансформаторов большей мощности по 25 000 кВА каждый.

**Выбор мощности трансформаторов для цеховой ТП** можно провести по вышеприведенной методике или исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме

$$S_{н.т} = \frac{S_{с.н}}{Nk_3},$$

где  $S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформатора,  $S_{с.н}$  – средняя нагрузка за наиболее загруженную смену,  $N$  – число трансформаторов,  $k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Согласно СН 357-77 рекомендуется принимать следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

при преобладании нагрузок 1-ой категории для двухтрансформаторных подстанций  $k_3 = 0,65 \dots 0,7$ ;

при преобладании нагрузок 2-ой категории для однострансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении  $k_3 = 0,7 \dots 0,8$ ;

при преобладании нагрузок 2-ой категории и наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов, а также при нагрузках 3-ей категории  $k_3 = 0,9 \dots 0,95$ .

На двухтрансформаторных подстанциях проверяется перегрузка трансформаторов в аварийном режиме аналогично трансформаторам ГПП по пункту 4.

## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

От того где будет расположена подстанция на территории промышленного предприятия во многом зависит рациональность построения системы электроснабжения. Для определения месторасположения ГПП или ТП на генплан промпредприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные по генплану окружности, площади которых, в выбранном масштабе, равны расчетным нагрузкам цехов (участков). Центры этих окружностей совпадают с центром нагрузок цехов. Радиусы этих окружностей определяются из выражения:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{mi}}{\pi \cdot m}},$$

где  $P_{mi}$  – расчетная максимальная нагрузка  $i$ -го цеха,  
 $m$  – масштаб для определения площади круга.

Подстанцию следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и значительно сократить протяженность распределительных сетей, а также уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электроэнергии.

Условный центр электрических нагрузок предприятия может быть определен из формул:

$$X_0 = \frac{\sum (P_{mi} \cdot X_i)}{\sum P_{mi}}; \quad Y_0 = \frac{\sum (P_{mi} \cdot Y_i)}{\sum P_{mi}}$$

где  $X_i$  и  $Y_i$  — координаты центров цехов.

### ПРИМЕР 5.1.

Определить положение центра электрических нагрузок завода по заданному генплану рис. 5.1. В целях упрощения расчетов принимаем центры нагрузок цехов, совпадающими с центрами тяжести площадей цехов в плане.

*Решение.* Нанесем на генплан окружности, площади которых эквивалентны расчетным нагрузкам цехов. Для определения площади круга выбираем масштаб  $m = 5:1$ , тогда:

$$R_1 = \sqrt{\frac{330}{3,14 \cdot 5}} = 4,6 \text{ мм};$$

$$R_2 = \sqrt{\frac{600}{3,14 \cdot 5}} = 6,2 \text{ мм}$$

$$R_3 = \sqrt{\frac{500}{3,14 \cdot 5}} = 5,6 \text{ мм};$$

$$R_4 = \sqrt{\frac{300}{3,14 \cdot 5}} = 4,4 \text{ мм};$$

$$R_5 = \sqrt{\frac{400}{3,14 \cdot 5}} = 5,0 \text{ мм};$$

$$R_6 = \sqrt{\frac{700}{3,14 \cdot 5}} = 6,7 \text{ мм};$$

$$R_7 = \sqrt{\frac{850}{3,14 \cdot 5}} = 7,4 \text{ мм};$$

$$R_8 = \sqrt{\frac{50}{3,14 \cdot 5}} = 1,8 \text{ мм}.$$

Проведем произвольно оси координат, как показано на рис. 5.1 и найдём координаты центров нагрузок цехов, исходя из масштаба  $M 1:10000$ .

Размеры  $X$  и  $Y$  в метрах, мощность в кВт:

$$X_1 = 200 \quad X_2 = 170 \quad X_3 = 170 \quad X_4 = 180$$

$$X_5 = 480 \quad X_6 = 480 \quad X_7 = 470 \quad X_8 = 520$$

$$Y_1 = 650 \quad Y_2 = 470 \quad Y_3 = 320 \quad Y_4 = 160$$

$$Y_5 = 650 \quad Y_6 = 490 \quad Y_7 = 270 \quad Y_8 = 120.$$

$$P_{м1} = 330 \quad P_{м2} = 600 \quad P_{м3} = 500 \quad P_{м4} = 300$$

$$P_{м5} = 400 \quad P_{м6} = 700 \quad P_{м7} = 850 \quad P_{м8} = 50.$$

Подставим в соответствующие формулы выше записанные величины и получим координаты центра электрических нагрузок:

$$X_0 = \frac{330 \cdot 200 + 600 \cdot 170 + 500 \cdot 170 + 300 \cdot 180 + 400 \cdot 480 + 700 \cdot 480 + 850 \cdot 470 + 50 \cdot 520}{330 + 600 + 500 + 300 + 400 + 700 + 850 + 50} = 340, \text{ м}$$

$$Y_0 = \frac{330 \cdot 650 + 600 \cdot 470 + 500 \cdot 320 + 300 \cdot 160 + 400 \cdot 650 + 700 \cdot 490 + 850 \cdot 270 + 50 \cdot 120}{330 + 600 + 500 + 300 + 400 + 700 + 850 + 50} = 410, \text{ м}$$

Если условно считать, что кабельные линии к цехам идут по кратчайшему пути, то длину их можно определить непосредственно по генплану,

исходя из принятого масштаба М, в метрах:

$$L_1=300; L_2=200; L_3=190; L_4=290; L_5=300; L_6=150; L_7=180; L_8=370.$$

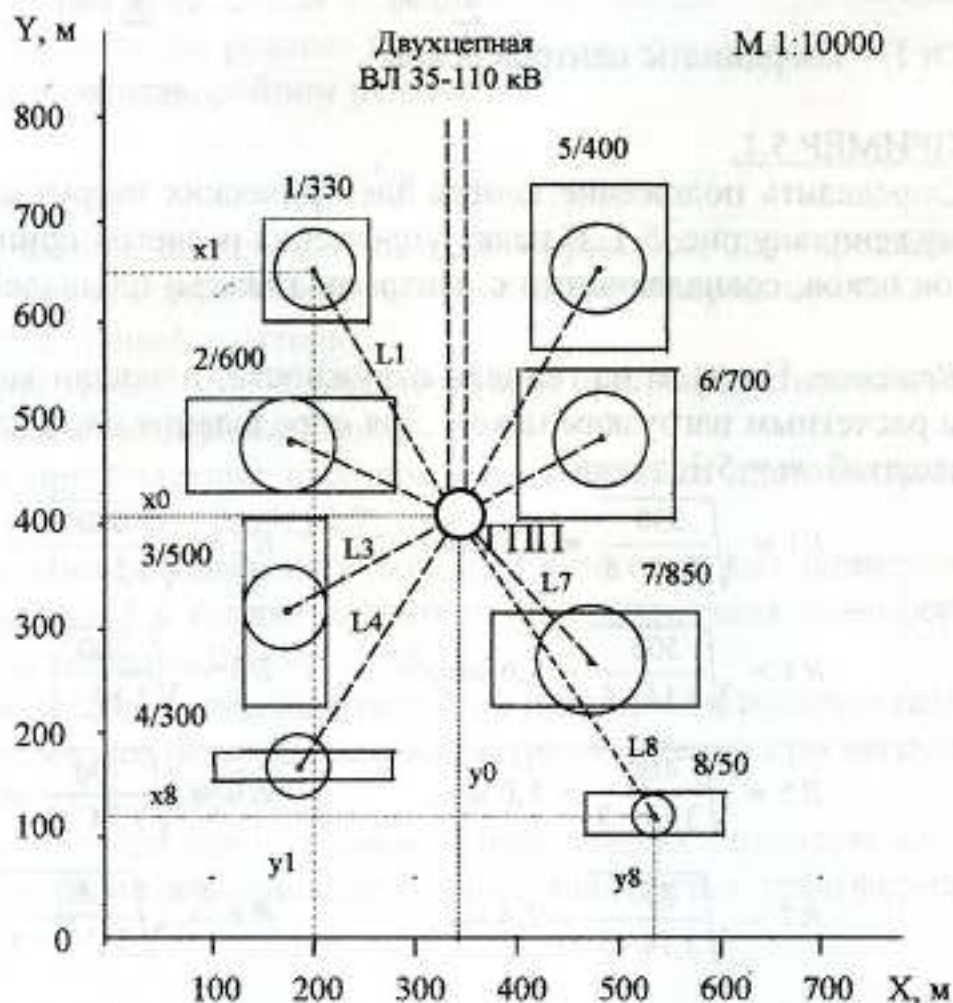


Рис. 4-1. План предприятия с месторасположением ТПП.

На практике часто месторасположение ТПП зависит от местных условий, так как возможны неблагоприятные условия среды, наличие производственных загрязнений, вредно воздействующих на изоляцию электрооборудования. Бывают случаи, когда площадка предприятия стеснена различными коммуникационными сооружениями. Поэтому при выборе места, типа и схемы ТПП определяющими могут оказаться условия, зависящие от технологического процесса.

Если в результате определения ЦЭН подстанция попадает на территорию цеха, то ее смещают в сторону внешнего источника питания. В этом случае возрастают приведенные затраты на систему электроснабжения, обусловленные этим смещением.

Радикальным решением вопроса надежной работы трансформаторной подстанции в сложных условиях окружающей среды является проведение природоохранных мероприятий, а также применение простейших конструктивных решений подстанции с минимальным количеством коммутационных аппаратов.

## 6. ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Главная понизительная подстанция

Схему главной понизительной подстанции (ГПП) выбирают с учетом расчетной мощности потребителей электроэнергии и категории их надежности, характера электрических нагрузок и размещения их на генеральном плане предприятия.

В общем случае схема ГПП включает в себя один или несколько понизительных трансформаторов и РУ высшего (ВН) и низшего (НН) напряжений. Наиболее простыми и экономичными являются схемы подстанций без сборных шин на высшем напряжении (рис. 6.1). Такие схемы основаны на блочном принципе и рекомендуются к применению на все напряжения. Открытые распределительные устройства (ОРУ) высшего напряжения применяют обычно при напряжениях 35 кВ и выше при отсутствии специфических ограничений (загрязненность воздуха, отсутствие достаточных свободных участков территории в приемлемых для ОРУ местах и т. п.).

На территории ОРУ предусматривают дороги с твердым покрытием для транспорта аппаратов. Предусматривают также кабельные каналы для силовых и контрольных кабелей, контур заземления с выравниванием потенциалов по территории и у выходов и ограждения вокруг ОРУ. Под масляными трансформаторами предусматривают маслоприемники. Распределительное устройство снабжается молниезащитой и прожекторным освещением. Конструктивное исполнение подстанций с ОРУ ВН см. [22, с. 162...188].

Основными достоинствами ОРУ перед закрытыми следует считать меньшую стоимость строительной части, более рациональные сочетания с воздушными линиями и открыто установленными трансформаторами, лучшие условия отвода тепла.

Для РУ низшего напряжения 6 и 10 кВ широко используют схему с одной секционированной системой шин (рис. 6.2). Число секций в большинстве случаев не превышает двух. Для ограничения токов КЗ секционный выключатель при нормальной работе должен быть разомкнут. Применение секционного выключателя обеспечивает автоматическое включение резерва (АВР), что позволяет использовать такую схему для потребителей любой категории по надежности.

В РУ 6-10 кВ применяются комплектные распределительные устройства внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установок, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными, защитными приборами и вспомогательными устройствами. Заводы-изготовители выпускают несколько серий комплектных распределительных устройств [22, с.114...162]. Некоторые из них указаны в табл. П.15, П.16.

Разработка схемы РУ низшего напряжения включает в себя выбор схемы и компоновку ее конкретными типовыми конструкциями КРУ. Шкафы КРУ выбирают с учетом номинальных параметров установленного обо-

рудования, которые должны быть не менее расчетных. В частности, вводной шкаф КРУ по току выбирается исходя из условия:

$$I_{p. макс} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

где:  $S_{н.т}$  - номинальная мощность силового трансформатора,

$U_{н}$  - номинальное напряжение на шинах НН подстанции,

1,3...1,4 – коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора.

### ПРИМЕР 6.1.

Выбрать конструкцию РУ 10 кВ для промышленного предприятия с пятью цехами, схема электроснабжения которого приведена на рис. 6.1. По надежности электроснабжения потребители относятся к I и II категориям. На ГПП установлены 2 трансформатора по 16 мВА.

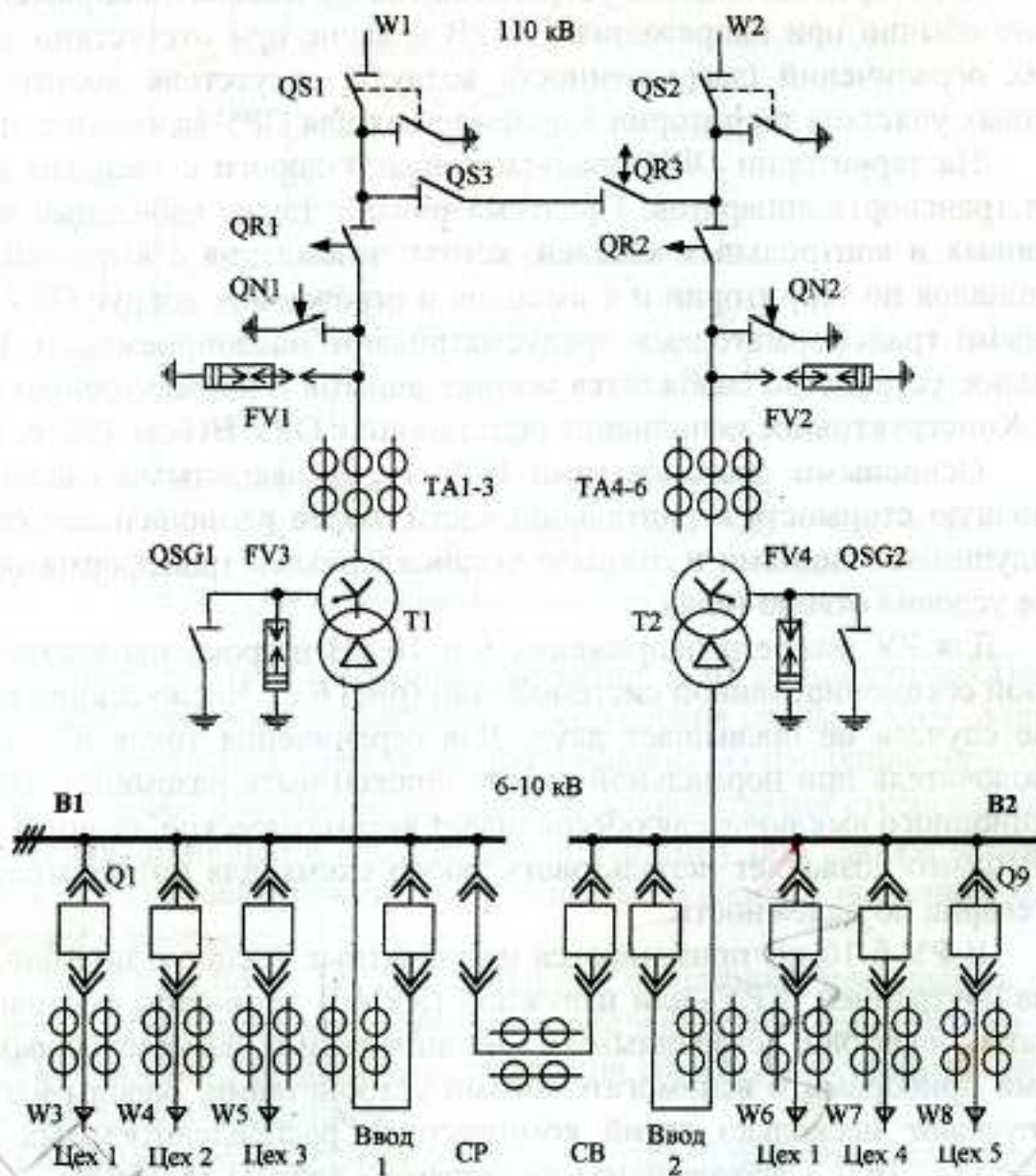


Рис. 6.1. Принципиальная схема типовой двухтрансформаторной подстанции 110/6-10 кВ.

CP – секционный разъединитель; CB – секционный выключатель. На схеме РУ – 6-10 кВ не указаны трансформаторы собственных нужд, измерительные трансформаторы напряжения, разрядники и др.

Порядковый номер шкафа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Сборные шины 10 кВ 1500 А																
Схемы первичных соединений																
Назначение шкафа КРУ2-10	Резерв	Цех № 1	Цех № 2	Цех № 3	трансф. напряж. разрядн.	трансф. соб. нужд и операт. тока	Ввод питания от Т1	Секцион. разъединитель	Секцион. выключатель	Ввод питания от Т2	трансф. соб. нужд и операт. тока	трансф. напряж. разрядн.	Цех № 1	Цех № 4	Цех № 5	Резерв
Номера схем шкафов	01	01	01	01	701	601	24	402	24	24	501	701	01	01	01	01
Тип выключателя Номинальный ток	ВМП - 10К 630	ВМП - 10К 630	ВМП - 10К 630	ВМП - 10К 630	—	—	ВМП-10К 1600	—	ВМП-10К 1600	ВМП-10К 1600	—	—	ВМП - 10К 630	ВМП - 10К 630	ВМП - 10К 630	—
Тип изм. трансф. Номинальный ток	ТЛЛ - 10 400	ТЛЛ - 10 400	ТЛЛ - 10 300	ТЛЛ - 10 400	НТМИ-10 ПКТ-10 РВП-10	ТМ-20 ПКТ-10	ТЛЛ-10 1500	—	ТЛЛ-10 1500	ТЛЛ-10 1500	ТМ-20 ПКТ-10	НТМИ-10 ПКТ-10 РВП-10	ТЛЛ - 10 400	ТЛЛ - 10 300	ТЛЛ - 10 300	ТЛЛ - 10 400
Число и сечение жил кабелей	3× 150	3× 120	3× 95	3× 150	—	—	—	—	—	—	—	—	3× 120	3× 95	3× 95	3× 150

Рис. 6.2. Схема заполнения секций РУ.



*Решение.*

Определяем рабочий максимальный ток ввода 10 кВ:

$$I_{p.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{1,73 \cdot 10,5} = 1233 \text{ А}$$

Используя таблицу основных технических данных шкафов КРУ (табл. П.15) принимаем к установке КРУ серии КРУ2-10 на ток 1500А. Распределительное устройство 10 кВ выполняем с двумя секциями шин, соединенных шиносоединительным (секционным) выключателем.

Составляем схему заполнения секций см. рис. 6.2. Номенклатурное обозначение шкафов принято в соответствии с табл. [22, с.122]. Сечение жил кабельных линий принимаем в зависимости от нагрузки отходящих линий. По схеме заполнения видно, что для выполнения РУ необходимо заказать следующее количество шкафов серии КРУ2-10: № 24 - ввод питания на секции - 2 шт., № 01 - отходящие линии к цехам - 8 шт. (5+1 - рабочие и + 2 - резервные), № 701 - 2 шт. (измерительные трансформаторы напряжения и разрядники), № 601 - 2 шт. (трансформаторы собственных нужд), № 27 - секционный выключатель - 1 шт. и № 402 - секционный разъединитель.

Применение шкафов стационарного или выкатного исполнения определяется в основном частотой включения выключателя и связанной с этим частотой осмотров и технического обслуживания.

### 6.2. Цеховая трансформаторная подстанция

Цеховые ТП, питающие сеть низкого напряжения состоят из ввода (или вводов) ВН, трансформатора (или трансформаторов), РУ низкого напряжения.

В настоящее время в цехах промышленных предприятий наибольшее распространение получили комплектные трансформаторные подстанции внутренней и наружной установок (соответственно КТП и КТПН) на напряжения 6-10/0,4-0,69 кВ [22, с.188...208].

Число трансформаторов на цеховых ТП определяют соображениями приближения подстанций к центрам нагрузки и сокращения этим длины линий в сетях низкого напряжения, надежности питания электроприемников. Применение однитрансформаторных комплектных подстанций, размещаемых в центрах нагрузок своих участков позволяет добиться минимальных приведенных годовых затрат цеховых систем электроснабжения. Однако на выбор местоположения подстанций могут быть наложены ограничения, обусловленные технологическими и строительными условиями, неблагоприятными условиями окружающей среды и пр. В таких случаях могут оказаться целесообразными многотрансформаторные подстанции. Так как требуемая надежность питания приемников I и II категорий вполне обеспечивается двумя взаимно резервированными трансформаторами, то такие подстанции обычно бывают двухтрансформаторными.

На рисунке 6.3 приведена схема однитрансформаторной подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ.

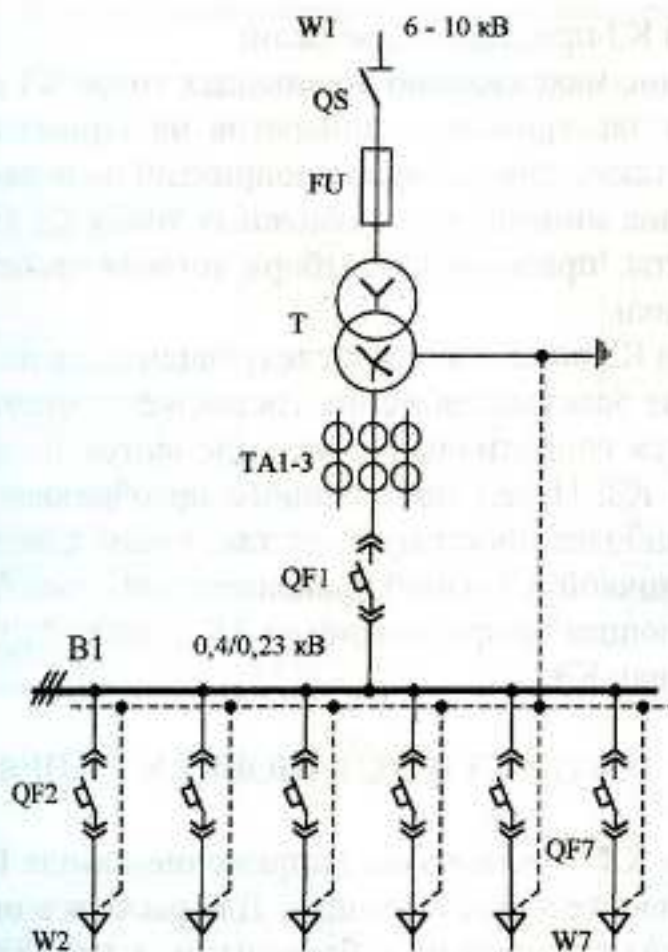


Рис. 6.3. Принципиальная схема цеховой подстанции 6-10/0,4 кВ с одним трансформатором.

Коммутационные аппараты (разъединитель или выключатель нагрузки) на вводе цеховой ТП необходимо устанавливать в следующих случаях:

- при питании от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации;
- при удалении пункта питания от ТП на 3...5 км;
- при питании от воздушной линии;
- если отключающий аппарат нужен по условиям защиты, например для воздействия газовой защиты на выключатель нагрузки.

## 7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием (КЗ) называется преднамеренное или случайное, не предусмотренное нормальными условиями работы соединение двух точек электрической цепи, находящихся под напряжением друг относительно друга, при котором токи в ветвях, примыкающих к месту замыкания, резко возрастают. КЗ является одним из основных видов аварий систем электроснабжения. Расчет токов КЗ в системе электроснабжения промышленных предприятий производится упрощенным способом с рядом допущений. (Расчет токов КЗ более точным способом см. [12, 21].)

Расчет токов КЗ преследует две цели:

- 1) определение максимально возможных токов КЗ для проверки токоведущих частей и электрических аппаратов на термическую и динамическую стойкость, а также для выбора мероприятий по ограничению токов КЗ.
- 2) определение минимально возможных токов КЗ для проверки чувствительности защиты, правильного выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

Расчеты токов КЗ выполняется в следующем порядке: по расчетной схеме электроснабжения составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов и намечаются точки для расчета токов КЗ. Путем постепенного преобразования схему замещения приводят к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания был связан с точкой КЗ одной эквивалентной линией, характеризуемой своим результирующим сопротивлением ( $X_{рез}$  или  $Z_{рез}$ ). Затем по закону Ома определяют токи КЗ.

## 7.2. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ В УСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В выполняют, как правило, в относительных единицах. Для расчета в относительных единицах все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность  $S_б$  и базисное напряжение  $U_б$ . За базисную мощность для удобства подсчетов обычно принимают 100 или 1000 МВА. За базисное напряжение  $U_б$  принимают среднее номинальное напряжение той ступени, где производится расчет токов КЗ. Шкала средних номинальных напряжений: 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4 кВ. Базисный ток  $I_б$ , базисное напряжение и базисная мощность связаны уравнением:  $I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}$ .

Для генераторов, мощных трансформаторов, высоковольтных воздушных линий, реакторов при расчете токов КЗ принимаются во внимание только их индуктивные сопротивления, так как активные сопротивления во много раз меньше индуктивных. Активные сопротивления для кабельных линий и цеховых трансформаторов (мощностью менее 1600 кВА) учитываются в том случае если суммарное результирующее активное сопротивление до точки КЗ составляет более 0,3 от суммарного индуктивного, т. е.  $r_{ак} \geq X_{рез}/3$ .

Сопротивления элементов системы электроснабжения в относительных единицах определяется по формулам см. табл. 7.1.

Преобразование схемы замещения выполняется в направлении от источника к точке КЗ. Если в схеме несколько источников, то допускается их объединение при условии:

$$\frac{S_1 \cdot X_1}{S_2 \cdot X_2} = 0,4 \dots 2,5,$$

где  $S_1, S_2$  - мощность первого и второго источников питания;  $X_1, X_2$  соответствующие сопротивления от источников до точки объединения.

Таблица 7.1. Относительные сопротивления элементов сети

Элемент сети	Расчетная схема и схема замещения	Формула
<p>Энергосистема</p> <p><math>S_k</math> – мощность КЗ системы, МВА;  <math>I_{откл}</math> – номинальный ток отключения выключателя, кА</p>		$X_{*C} = \frac{S_0}{S_k} \text{ или}$ $X_{*C} = \frac{I_0}{I_{откл}}$
<p>Генератор</p> <p><math>X'_d</math> – сверхпереходное относительное сопротивление генератора;  <math>S_{н.г}</math> – номинальная мощность генератора, МВА</p>		$X_{*G} = X'_d \cdot \frac{S_0}{S_{н.г}}$
<p>Двухобмоточный трансформатор</p> <p><math>u_k\%</math> – напряжение КЗ трансформатора;  <math>S_{н.т}</math> – номинальная мощность трансформатора, МВА  <math>P_k</math> – потери КЗ трансформатора, кВт</p>		$X_{*T} = \frac{u_k\%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{н.т}}$ <p>при <math>S_{н.т} \leq 630 \text{ кВА}</math>:</p> $r_{*T} = P_k \frac{S_0}{S_{н.т}} \cdot 10^{-3},$ $X_{*T} = \sqrt{\left(\frac{u_k\%}{100}\right)^2 - \left(\frac{P_k}{S_{н.т}}\right)^2} \cdot \frac{S_0}{S_{н.т}}$
<p>Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор</p> <p><math>u_{квс}</math>, <math>u_{квн}</math> и <math>u_{кcn}</math> – напряжения КЗ трансформатора (автотрансформатора) между соответствующими обмотками, %</p>		$X_{*B} = \frac{u_{квн}\%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{н.т}};$ $X_{*C} = \frac{u_{кс}\%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{н.т}};$ $X_{*H} = \frac{u_{кнн}\%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{н.т}}, \text{ где}$ $u_{кв} = 0,5(u_{квс} + u_{кнн} - u_{кcn})\%;$ $u_{кс} = 0,5(u_{квс} + u_{кcn} - u_{квн})\%;$ $u_{кн} = 0,5(u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс})\%$
<p>Трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой НН</p>		$X_{*B} = \frac{0,125u_{квн}\%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{н.т}}$ $X_{*H1} = X_{*H2} = \frac{1,75u_{квн}\%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{н.т}}$
<p>Реактор</p> <p><math>X_p</math> – сопротивление реактора, Ом  <math>X_p\%</math> – сопротивление реактора, %  <math>I_{ном.р}</math> – номинальный ток реактора  <math>U_{ном.р}</math> – номинальное напряжение реактора</p>		$X_{*P} = X_p \frac{S_0}{U_{cp}^2} \text{ или}$ $X_{*P} = \frac{X_p\%}{100} \cdot \frac{I_0 \cdot U_{ном.р}}{I_{ном.р} \cdot U_0}$
<p>Линия</p> <p><math>X_0</math>, <math>r_0</math> – индуктивное и активное сопротивления линии, Ом/км;  <math>L</math> – длина линии, км;  <math>U_{cp}</math> – среднее напряжение на линии (<math>1,05U_0</math>)</p>		$X_{*L} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_0}{U_{cp}^2};$ $r_{*L} = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_0}{U_{cp}^2}$

**Примечание.** 1) Ориентировочно принимается  $X_0 = 0,4$  Ом/км для воздушных линий напряжением 6...110 кВ;  $X_0 = 0,07$  Ом/км для кабельных линий напряжением до 1 кВ и  $X_0 = 0,08...0,09$  Ом/км для кабельных линий напряжением 6 и 10 кВ;  $r_0$  определяется по табл. П.21 или по формуле  $r_0 = \frac{1000}{\gamma s}$ , где  $\gamma$  – удельная проводимость проводов м/Ом·мм<sup>2</sup>;  $s$  – сечение провода одной фазы, мм<sup>2</sup>.

Величина  $\gamma$  составляет: 53 – для медных; 32 – для алюминиевых и сталеалюминиевых и 10 – для стальных проводов.

2) Значок (\*) для обозначения относительных сопротивлений в дальнейшем опускается.

Если источники питания объединить нельзя и они включены через общее сопротивление к точке КЗ, то сопротивления каждой ветви, содержащей источник, определяют через коэффициенты распределения  $C$ , равные доле участия каждого источника в общем токе КЗ:

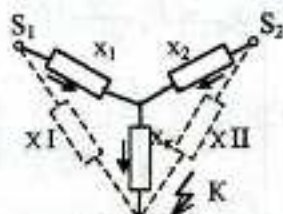


Рис 7.1. Схема к расчету токов КЗ с помощью коэфф. распределения

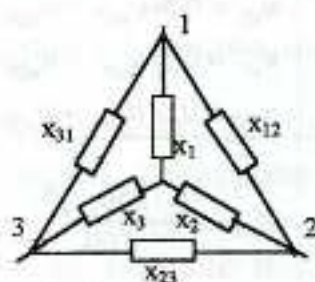
$$C_1 = \frac{x_2}{x_1}; \quad C_2 = \frac{x_1}{x_2},$$

$$\text{где } x_3 = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} \text{ и}$$

сопротивления каждой ветви:

$$x_I = \frac{x_3 + x_k}{C_1}; \quad x_{II} = \frac{x_3 + x_k}{C_2}$$

При преобразовании схем встречается необходимость преобразования треугольника сопротивлений  $X_{12}$ ,  $X_{23}$  и  $X_{31}$  в эквивалентную трехлучевую звезду сопротивлений  $X_1$ ,  $X_2$  и  $X_3$  и наоборот, для чего используют формулы:



$$\left. \begin{aligned} X_1 &= \frac{X_{12} X_{31}}{X_{12} + X_{23} + X_{31}} \\ X_2 &= \frac{X_{12} X_{23}}{X_{12} + X_{23} + X_{31}} \\ X_3 &= \frac{X_{23} X_{31}}{X_{12} + X_{23} + X_{31}} \end{aligned} \right\} \left. \begin{aligned} X_{12} &= X_1 + X_2 + \frac{X_1 X_2}{X_3} \\ X_{23} &= X_2 + X_3 + \frac{X_2 X_3}{X_1} \\ X_{31} &= X_1 + X_3 + \frac{X_1 X_3}{X_2} \end{aligned} \right\}$$

Для выбора и проверки электрооборудования необходимы следующие значения токов КЗ:

$I''(I_{п0})$  – сверхпереходной ток (начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ);

$I_m$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени;

$i_{ат}$  – значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени;

$I_y$  – наибольшее действующее значение полного тока за первый период от начала процесса КЗ.

$I_\infty$  – действующее значение установившегося тока КЗ;

$i_y$  – ударный ток КЗ.

Сверхпереходной ток КЗ приближенно определяется по формуле

$$I'' = \frac{I_G}{x_{\text{рез}}} \quad (7-1)$$

При расчете с учетом активного сопротивления в формулу (7-1) вместо  $x_{\text{рез}}$  надо подставлять  $z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2}$ .

Ударный ток КЗ рассчитывается для момента времени  $t = 0,01$  с по выражению

$$i_y = \sqrt{2} k_y I'' \quad (7-2)$$

где  $k_y$  - ударный коэффициент, см. [7, с. 359].

Наибольшее действующее значение полного тока КЗ за первый период от начала КЗ находят по формуле

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} \quad (7-3)$$

Определение токов КЗ по расчетным кривым производится просто. Вначале определяется относительное расчетное сопротивление цепи короткого замыкания:

$$x_{\text{расч}} = x_{\text{рез}} \frac{S_{\text{н.г.}}}{S_G},$$

где  $x_{\text{рез}}$  - относительное результирующее сопротивление цепи до точки КЗ;  $S_{\text{н.г.}}$  - суммарная мощность генераторов, от которых рассчитывается ток КЗ.

Далее по расчетным кривым рис. 7.2 при найденном  $x_{\text{расч}}$  определяют кратность периодической составляющей тока КЗ  $k_t$  для интересующих нас моментов времени  $t = 0$  и  $t = \infty$ . По формуле  $I_{\text{пт}} = k_t \cdot I_{\text{н.г.}}$  определяют токи КЗ, где  $I_{\text{н.г.}} = S_{\text{н.г.}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{н.г.}}$  - номинальный ток источника питания, отнесенный к напряжению той ступени, где рассчитываются токи КЗ.

Кривая при  $t = 0$  служит для определения сверхпереходного тока  $I''$ , а кривая при  $t = \infty$  служит для определения установившегося тока  $I_\infty$ . Для моментов времени отличных от 0 и  $\infty$  см. [9].

Расчетные кривые построены до  $x_{\text{расч}} = 3$ . При  $x_{\text{расч}} > 3$  значения тока КЗ определяют по формулам как и для цепи питающейся от источника бесконечной мощности, т. е.  $I'' = I_\infty = \frac{I_G}{x_{\text{рез}}}$ . (7-4)

Мощность КЗ пропорциональна току короткого замыкания, следовательно,  $S_t = k_t S_{\text{н.г.}}$ .

При наличии в схеме замещения источника бесконечной мощности  $S = \infty$  (системы бесконечной мощности) токи КЗ рассчитываются по приближенной формуле (7-4). Отличительным признаком источника бесконечной мощности является то, что его собственное сопротивление ничтожно мало по сравнению с сопротивлением цепи КЗ. Сопротивление источника бесконечной мощности принимается равным нулю.

Если мощность системы не дана, но известны сверхпереходная мощность КЗ от системы  $S_x$  или номинальный ток отключения выключателя  $I_{\text{откл}}$ , то в этом случае нетрудно определить сопротивление системы до заданной точки КЗ, используя формулы см. табл. 7.1.

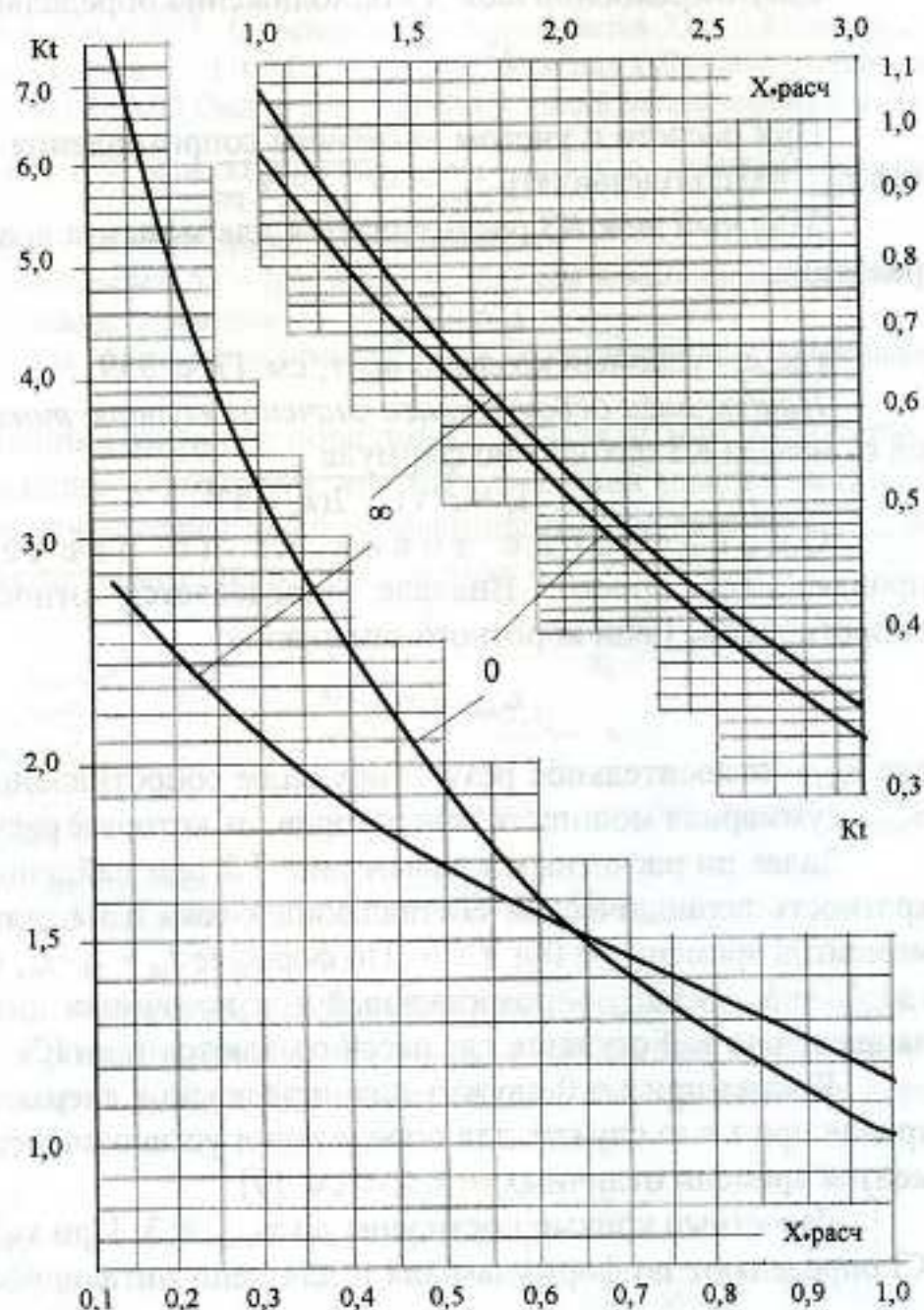


Рис. 7.2. Кратность периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания при питании от генератора с АРВ

Весьма часто требуется определить предельно возможные значения токов КЗ за каким либо элементом цепи. При этом данные о параметрах питающей сети и других элементах схемы могут отсутствовать. В этом случае можно ориентировочно определить наибольшую величину тока КЗ по формулам на:

вторичной стороне трансформатора в точке К (рис. 7.3):

$$I_k = I_{н.т.} \cdot 100 / U_k\%, \text{ где } I_{н.т.} = S_{н.т.} / \sqrt{3} \cdot U_n$$

за реактором:

$$I_k = I_{н.р.} \cdot 100 / X_p\%,$$

для линии электропередачи:

$$I_k = U_{ср.} / \sqrt{3} \cdot X_{л.} \text{ или с учетом активного сопротивления:}$$

$$I_k = U_{ср.} / \sqrt{3} \cdot Z_{л.}$$

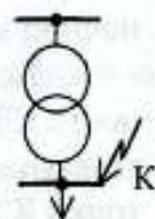


Рис. 7.3

На величину тока КЗ могут оказать влияние асинхронные электродвигатели мощностью более 100 кВт, если они подключены вблизи места КЗ. Объясняется это тем, что при КЗ резко снижается напряжение и электродвигатели, вращаясь по инерции, переходят в генераторный режим и подпитывают токи в месте КЗ.

Токи от электродвигателей можно определить по формулам:

$$I_d^* = 4,5I_{н.д}; \quad i_y = 6,5I_{н.д},$$

где  $I_{н.д}$  – суммарный номинальный ток одновременно работающих электродвигателей.

### ПРИМЕР 7.1.

Определить токи трехфазного КЗ в точке К схемы от источника бесконечной мощности (рис. 7.4).

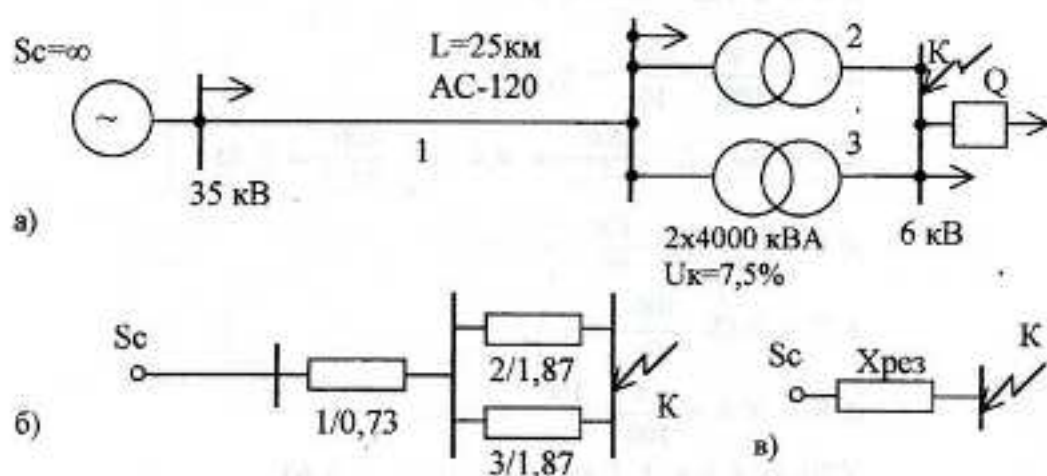


Рис. 7.4. К примеру 7.1.

а) расчетная схема; б) схема замещения; в) преобразованная схема замещения.

**Решение.** Принимаем базисную мощность  $S_б = 100$  МВА. Составляем схему замещения и определяем сопротивления всех элементов в относительных единицах:

$$X1 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U^2_{cp}} = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,73;$$

$$r1 = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U^2_{cp}} = 0,27 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,49; \quad r_0 = 0,27 \text{ Ом/км (см. П.21);}$$

$$X2 = X3 = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,87;$$

$$X_{рез} = X1 + \frac{X2}{2} = 0,73 + \frac{1,87}{2} = 1,67;$$

$$r_{рез} = r1 = 0,49$$

На схеме замещения указаны порядковый номер элемента (в числителе) и его сопротивление (в знаменателе).

Так как  $r_{рез}/X_{рез} = 0,49/1,67 < 1/3$ , то токи КЗ определяются без учета результирующего активного сопротивления:



$$I_k = I' = I_{\Sigma} = \frac{I_6}{X_{рез}} = \frac{9,17}{1,67} = 5,49 \text{ кА}, \text{ где } I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{1,73 \cdot 6,3} = 9,17 \text{ кА}$$

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I' = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 5,49 = 13,9 \text{ кА}, \quad k_y = 1,8 \text{ [7, с.359].}$$

### ПРИМЕР 7.2.

Определить токи трёхфазного КЗ в точках К1 и К2 схемы рис.7.5.

Принимаем  $S_6 = 100$  МВА и приводим к ней все сопротивления схемы замещения (рис. 7.5,б):

$$X_1 = X''_d \cdot \frac{S_6}{S_{н.г}} = 0,125 \cdot \frac{100}{60} = 0,21;$$

$$X_2 = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.м}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42;$$

$$X_3 = 0,125 \cdot \frac{100}{30} = 0,42;$$

$$X_4 = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,625;$$

$$X_5 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U^2_{cp}} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,35;$$

$$X_6 = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,29;$$

$$X_7 = 0,13 \cdot \frac{100}{10} = 1,3;$$

$$X_8 = X_9 = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8;$$

$$X_{10} = X_1 + X_2 = 0,21 + 0,42 = 0,63;$$

$$X_{11} = X_3 + X_4 + X_5 = 0,42 + 0,62 + 0,35 = 1,39.$$

После такого упрощения схема принимает вид см. рис. 7-5,в.

Определяем возможность объединения источников питания  $\Gamma_1$  и  $\Gamma_2$ .

В данном случае:

$$\frac{S_1 \cdot X_{10}}{S_2 \cdot X_{11}} = \frac{60 \cdot 0,63}{30 \cdot 1,39} = 0,91, \text{ что удовлетворяет условию см. выше.}$$

Следовательно, для определения токов КЗ в точке К1 можно перейти к более простой схеме рис. 7-5, г.

$$S_{г4} = S_{г1} + S_{г2} = 60 + 30 = 90 \text{ МВА};$$

$$X_{12} = X_6 + \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = 0,29 + \frac{0,63 \cdot 1,39}{0,63 + 1,39} = 0,72.$$

Цепи от  $\Gamma_4$  и  $\Gamma_3$  находятся в резко отличающихся условиях, так как

$$\frac{S_4 \cdot X_{12}}{S_3 \cdot X_7} = \frac{90 \cdot 0,72}{10 \cdot 1,3} = 5 > 2,5.$$

Следовательно, эти цепи объединить нельзя и расчет придется вести индивидуальному изменению.

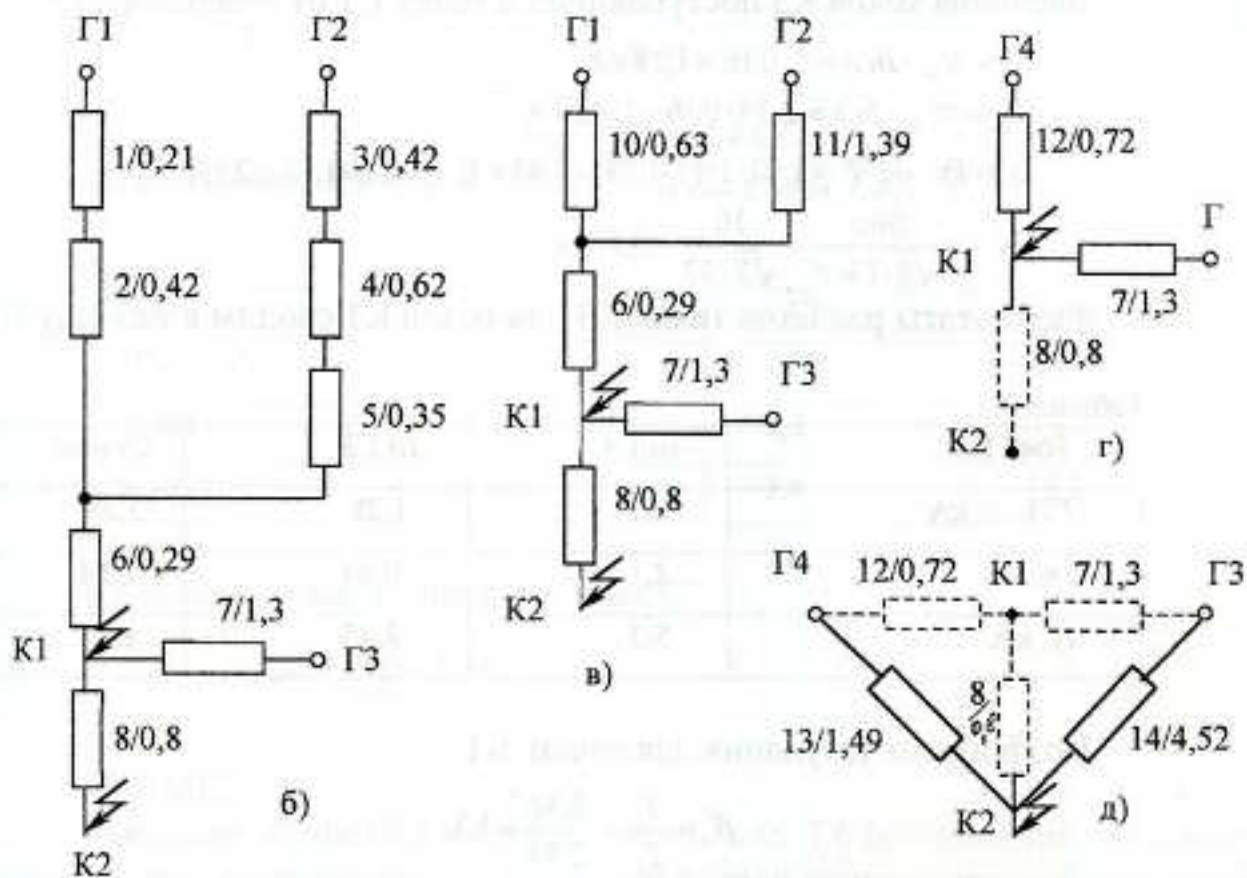
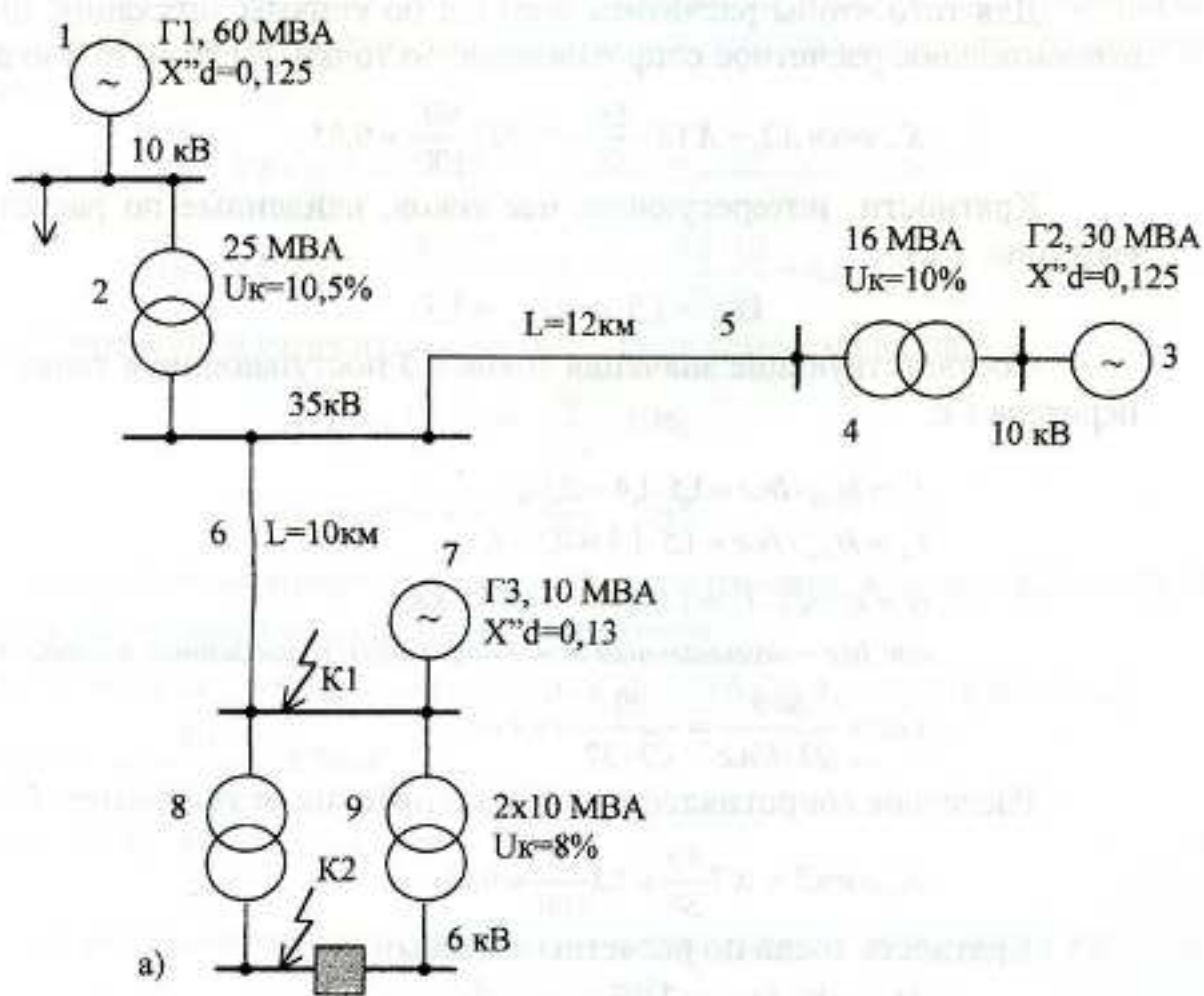


Рис. 7.5. К примеру 7.2 а) расчетная схема; б) схема замещения; в, г, д) преобразованные схемы.

Для того чтобы рассчитать токи КЗ по кривым затухания, определяем относительное расчетное сопротивление до точки К1 от источника Г4:

$$X_{расч.12} = X_{12} \cdot \frac{S_4}{S_6} = 0,72 \cdot \frac{90}{100} = 0,65.$$

Кратности интересующих нас токов, найденные по расчетным кривым (рис. 7.2):

$$kt_{\rightarrow 0} = 1,5 \text{ и } kt_{\rightarrow \infty} = 1,5.$$

Соответствующие значения токов КЗ поступающие в точку К1 от генератора Г4:

$$I' = kt_{\rightarrow 0} \cdot I_{н.г} = 1,5 \cdot 1,4 = 2,1 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = kt_{\rightarrow \infty} \cdot I_{н.г} = 1,5 \cdot 1,4 = 2,1 \text{ кА};$$

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I' = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 2,1 = 5,3 \text{ кА},$$

где  $I_{н.г}$  – номинальный ток генератора, приведенный к точке К1.

$$I_{н.г} = \frac{S_{н.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.г}} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,4 \text{ кА}.$$

Расчетное сопротивление для цепи питания от генератора Г3:

$$X_{расч.7} = X_7 \frac{S_3}{S_6} = 1,3 \frac{10}{100} = 0,13$$

Кратность токов по расчетным кривым:

$$kt_{\rightarrow 0} = 8; \quad kt_{\rightarrow \infty} = 2,75$$

Значения токов КЗ поступающие в точку К1 от генератора Г3:

$$I'' = kt_{\rightarrow 0} \cdot I_{н.г} = 8 \cdot 0,16 = 1,28 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = kt_{\rightarrow \infty} \cdot I_{н.г} = 2,75 \cdot 0,16 = 0,44 \text{ кА};$$

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I' = 1,91 \cdot 1,41 \cdot 1,28 = 3,45 \text{ кА}; \quad k_y = 1,91 \text{ [7, с.359]};$$

$$I_{н.г} = \frac{S_{н.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.г}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов КЗ для точки К1 сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1.

Токи КЗ	от Г4	от Г3	Сумма
$I'(I_{н0})$ , кА	2,1	1,28	3,38
$I_{\infty}$ , кА	2,1	0,44	2,54
$i_y$ , кА	5,3	3,45	8,75

Коэффициент затухания для точки К1:

$$\beta' = \frac{I'}{I_{\infty}} = \frac{3,38}{2,54} = 1,3.$$

Для определения токов КЗ в точке К2 произведем преобразование звезды в треугольник, определив величины  $X_{13}$  и  $X_{14}$  (рис. 7.5, д). Сопротив-

лением между точками Г3 и Г4, получающимся в результате преобразования, пренебрегаем, так как принято считать, что оно не влияет на величину токов КЗ.

$$X_{13} = X_8 + X_{12} + \frac{X_8 \cdot X_{12}}{X_7} = 0,8 + 0,72 + \frac{0,8 \cdot 0,72}{1,3} = 1,96;$$

$$X_{14} = X_8 + X_7 + \frac{X_8 \cdot X_7}{X_{12}} = 0,8 + 1,3 + \frac{0,8 \cdot 1,3}{0,43} = 4,52.$$

Определяем относительные расчетные сопротивления:

$$X_{\text{расч.13}} = 1,96 \cdot \frac{90}{100} = 1,76;$$

$$X_{\text{расч.14}} = 4,52 \cdot \frac{10}{100} = 0,45.$$

Определяем значения токов КЗ поступающих в точку К2 от Г4. По расчетным кривым находим кратности токов:

$$kt_{\infty} = 0,6 \text{ и } kt_{\text{max}} = 0,62, \text{ тогда } I'' = 0,6 \cdot 8,26 = 4,96 \text{ кА}; I_{\infty} = 0,62 \cdot 8,26 = 5,1 \text{ кА},$$

$$\text{где } I_{ng} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 8,26 \text{ кА}$$

$$iy = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 4,96 = 12,6 \text{ кА}$$

Определяем значения токов КЗ, поступающих в точку К2 от Г3:

$$kt_{\infty} = 2,4, \quad kt_{\text{max}} = 1,95;$$

$$I'' = 2,4 \cdot 0,92 = 2,21 \text{ кА}; \quad I_{\infty} = 1,95 \cdot 0,92 = 1,8 \text{ кА};$$

$$I_{ng} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,92 \text{ кА};$$

$$iy = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 2,21 = 5,6 \text{ кА}$$

Итак, значения токов КЗ для точки К2 (табл. 7.2):

Таблица 7.2.

Токи КЗ	от Г4	от Г3	Сумма
$I''(I_{ng})$ , кА	4,96	2,21	7,17
$I_{\infty}$ , кА	5,1	1,8	6,9
$iy$ , кА	12,6	5,6	18,2

Коэффициент затухания для точки К2:

$$\beta'' = \frac{7,17}{6,9} = 1,04.$$

### ПРИМЕР 7.3.

Определить токи КЗ в точке К схемы рис. 7.6 при наличии двух источников – один ограниченной мощности и второй неограниченной мощности.

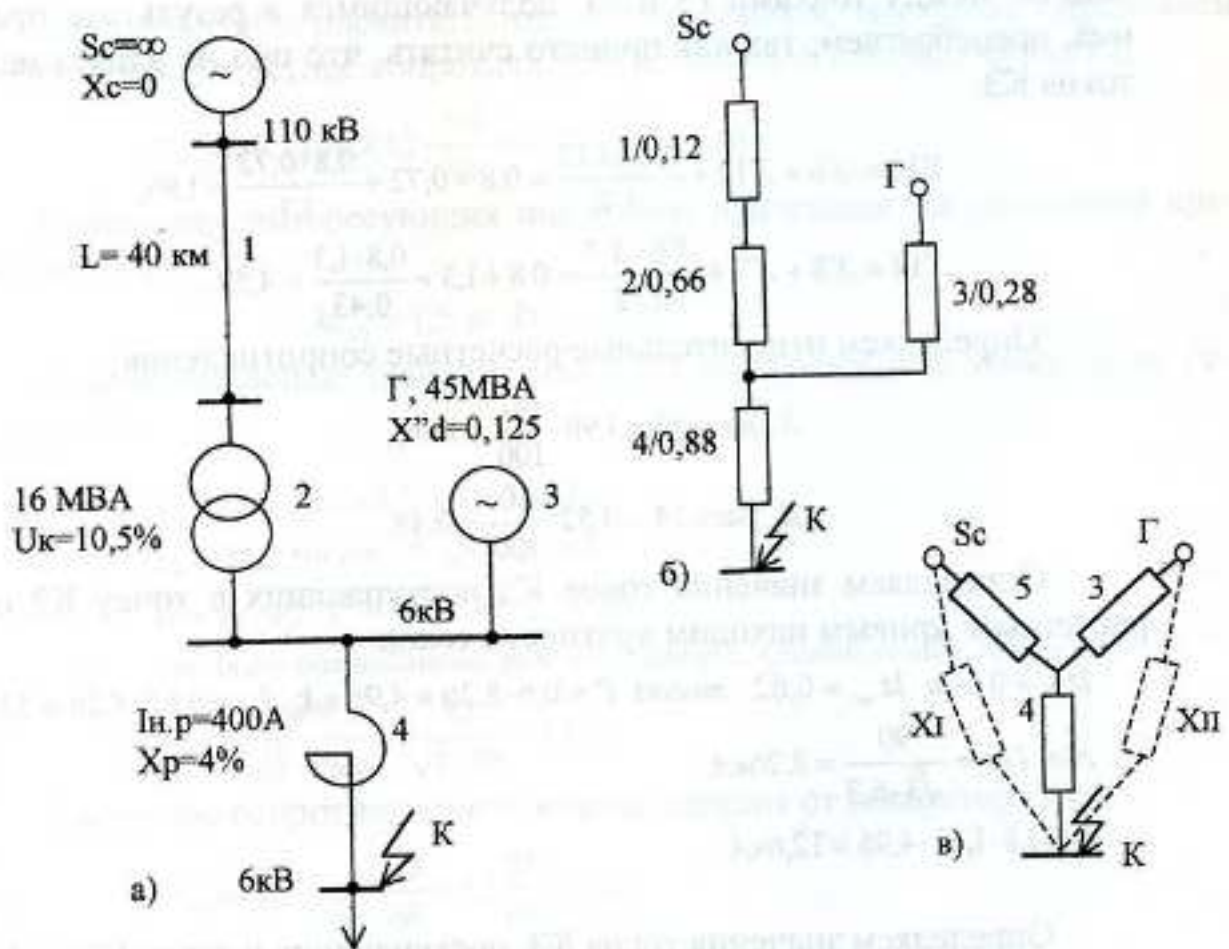


Рис. 7.6. К примеру 7.3. а) расчетная схема; б) схема замещения; в) преобразованная схема.

*Решение.*

Составляем схему замещения (рис. 7.6, б). Принимаем  $S_б = 100$  МВА. Определяем сопротивления элементов схемы замещения:

$$X_1 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,12;$$

$$X_2 = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{шт}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,66;$$

$$X_3 = X'_d \cdot \frac{S_б}{S_{нг}} = 0,125 \cdot \frac{100}{45} = 0,28;$$

$$X_4 = \frac{X_p\%}{100} \cdot \frac{I_б \cdot U_{нр}}{I_{нр} \cdot U_б} = \frac{4}{100} \cdot \frac{9,2 \cdot 6}{0,4 \cdot 6,3} = 0,88,$$

$$\text{где } I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{100}{1,73 \cdot 6,3} = 9,2 \text{ кА}$$

$$X_5 = X_1 + X_2 = 0,12 + 0,66 = 0,78.$$

Производим последовательное преобразование схемы:

Звезду сопротивлений  $X_5$ ,  $X_3$ ,  $X_4$  преобразуем в отдельные генерирующие цепи для точки К (рис. 7.6, в):

$$X_I = X_5 + X_4 + \frac{X_5 \cdot X_4}{X_3} = 0,78 + 0,88 + \frac{0,78 \cdot 0,88}{0,28} = 4,1;$$

$$X_{II} = X_3 + X_4 + \frac{X_3 \cdot X_4}{X_5} = 0,28 + 0,88 + \frac{0,28 \cdot 0,88}{0,78} = 1,48.$$

В качестве примера произведем преобразование схемы замещения рис. 7.6, в через коэффициенты распределения  $C$  (см. рис 7.1):

$$\text{Эквивалентное сопротивление ветвей } x_5 = \frac{x_2 x_3}{x_2 + x_3} = \frac{0,78 \cdot 0,28}{0,78 + 0,28} = 0,206;$$

Коэффициенты распределения по ветвям

$$C_1 = \frac{x_2}{x_5} = \frac{0,206}{0,78} = 0,26; \quad C_2 = \frac{x_3}{x_5} = \frac{0,206}{0,28} = 0,74;$$

Сопротивления приведенные к точке  $K$  схемы замещения будут равны:

$$x_I = \frac{x_2 + x_4}{C_1} = \frac{0,206 + 0,88}{0,26} = 4,17; \quad x_{II} = \frac{x_3 + x_4}{C_2} = \frac{0,206 + 0,88}{0,74} = 1,47.$$

Результирующие сопротивления  $x_I$  и  $x_{II}$  до точки  $K$  получились практически такими же как и в результате преобразования схемы из звезды в эквивалентный треугольник.

Токи КЗ, притекающие в точку  $K$  от системы  $S_c$ :

$$I'' \approx I_\infty = \frac{I_6}{X_I} = \frac{9,2}{4,1} = 2,24 \text{ кА},$$

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I'' = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 2,24 = 5,94 \text{ кА}.$$

Определяем токи КЗ, притекающие в точку  $K$  от генератора  $\Gamma$ . Расчетное сопротивление для цепи от генератора:

$$X_{\text{расч}} = X_{II} \cdot \frac{S_{нг}}{S_6} = 1,48 \cdot \frac{45}{100} = 0,67.$$

По кривым затухания рис. 7.2 определяем кратность периодической составляющей тока КЗ для  $t = 0$  и  $t = \infty$ .

$$kt_{=0} = 1,45, \quad kt_{=\infty} = 1,52;$$

$$I'' = kt_{=0} \cdot I_{нг} = 1,45 \cdot 4,1 = 6,0 \text{ кА}$$

$$I_\infty = kt_{=\infty} \cdot I_{нг} = 1,52 \cdot 4,1 = 6,2 \text{ кА},$$

$$\text{где: } I_{нг} = \frac{S_{нг}}{\sqrt{3} \cdot U_{нг}} = \frac{45}{1,73 \cdot 6,3} = 4,1 \text{ кА}.$$

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I'' = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 6 = 15,2 \text{ кА}.$$

Итак, токи КЗ, притекающие в точку  $K$  (табл. 7.3):

Таблица 7.3.

Токи КЗ	от $S_c$	от $\Gamma$	Сумма
$I''$ , кА	2,24	6,0	8,24
$I_\infty$ , кА	2,24	6,2	8,44
$i_y$ , кА	5,94	15,2	21,1

Коэффициент затухания для точки  $K$ :

$$\beta'' = \frac{I''}{I_\infty} = \frac{8,24}{8,44} = 0,98.$$

### 7.3. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ДО 1000 В

Электроустановки до 1000 В получают питание от электрических систем через понижающие трансформаторы. Если мощность питающей системы превышает мощность понижающего трансформатора примерно в 50 раз

$$S_c \geq 50S_{н.т.}, \quad (7.5)$$

то периодическая составляющая тока КЗ считается незатухающей ( $I = I_c$ ), т.е. можно считать, что данная электроустановка питается от системы бесконечной мощности, сопротивление которой не учитывается. Если соотношение (7.5) не выполняется величина сопротивления системы определяется по формулам:

$$x_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}I_k} \quad \text{или} \quad x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_{н.о.}}$$

где  $I_k$  – ток КЗ на выводах обмотки высшего напряжения понизительного трансформатора;  $S_{н.о.}$  – номинальная мощность отключения выключателя, установленного в сети питания трансформатора;  $U_{cp}$  – среднее номинальное значение напряжения обмотки высшего напряжения трансформатора.

При напряжении до 1000 В необходимо учитывать все сопротивления короткозамкнутой цепи, так как даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ.

Расчет токов КЗ при напряжении до 1000 В выполняется в именованных единицах, причем учитывается активное и индуктивное сопротивления элементов.

1. Сопротивления трансформаторов, приведенные к ступени низшего напряжения:

$$R_{mp} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н}^2}{S_{н.т.}^2}; \quad X_{mp} = \sqrt{Z_{mp}^2 - R_{mp}^2}; \quad Z_{mp} = \frac{u_k \cdot U_{н}^2}{S_{н.т.}}$$

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  $U_{н}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения, В;  $\Delta P_k$  – потери короткого замыкания, кВт;  $u_k$  – напряжение короткого замыкания, %.

2. Сопротивления шинопроводов и кабелей (линий):

$$R_l = r_0 \cdot L; \quad X_l = X_0 \cdot L$$

где  $r_0$  и  $X_0$  – соответственно активное и индуктивное сопротивления 1 м шин, мОм/м см. табл. П.3. Для кабелей до 1 кВ  $X_0 \approx 0,06 \dots 0,07$  мОм/м.

3. Сопротивления катушек максимального тока автоматических выключателей определяются по табл. 7.4.

4. Переходные сопротивления контактов отключающих аппаратов определяются по табл. 7.4.

5. Активные и реактивные сопротивления первичных обмоток измерительных трансформаторов тока см. табл. 7.4.

Сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводят к низшему напряжению по формуле:

$$X_n = X_v \left( \frac{U_{ном.н}}{U_{ном.в}} \right)^2 \quad \text{или} \quad X_c = \frac{U_{ном.н}^2}{S_{откл}},$$

где  $X_n$  – сопротивление элемента системы электроснабжения низшего напряжения;  $X_v$  – сопротивление элемента системы высшего напряжения, приведенное к низшему напряжению;  $U_{ном.в}$ ,  $U_{ном.н}$  – соответственно номинальные напряжения высшей и низшей ступеней;  $S_{откл}$  – мощность отключения выключателя.

Для проверки аппаратов и токоведущих частей на устойчивость при КЗ определяется действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ по формуле:

$$I''(I_{н.д}) = \frac{U_{ср.н.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}},$$

где  $U_{ср.н.}$  – среднее номинальное напряжение ступени, на которой находится точка КЗ, В;  $r_{\Sigma}$  и  $X_{\Sigma}$  – суммарное активное и индуктивное сопротивления цепи короткого замыкания, мОм.

Ударный ток КЗ вычисляется по формуле:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I''.$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, определяется по рис. 7.7 в зависимости от отношения результирующих сопротивлений  $X_{\Sigma}/r_{\Sigma}$  до точки КЗ.

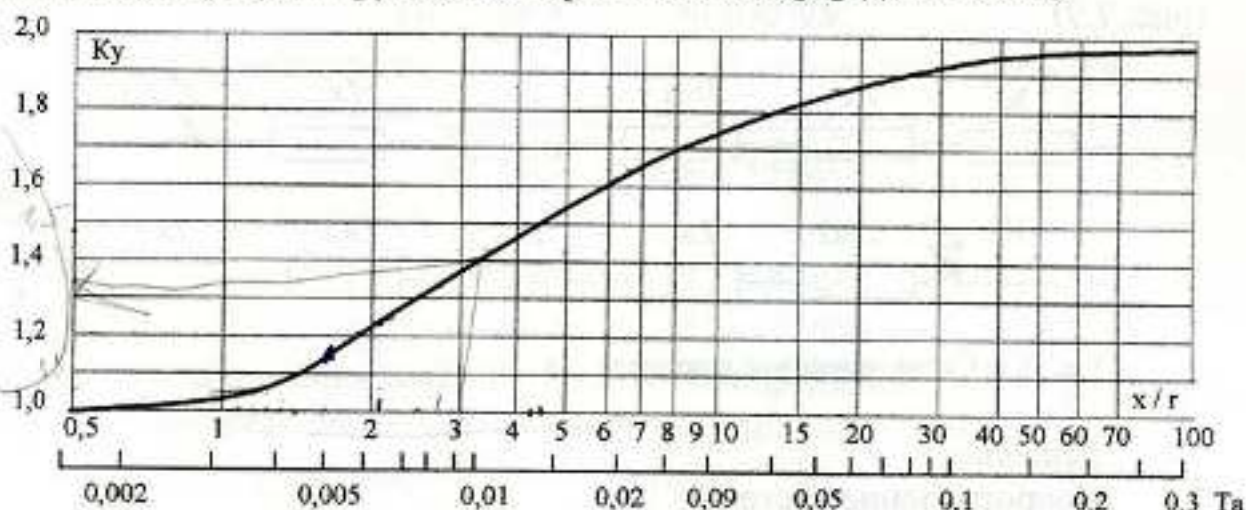


Рис. 7.7. Кривая для определения ударного коэффициента.

На величину тока КЗ оказывают влияние асинхронные двигатели, если они непосредственно подключены к месту КЗ. Токи от двигателей ориентировочно можно определить по формулам:

$$I''_{н.д} = 4,5 I_{н.д}; \quad i_{y.д} = 6,5 I_{н.д}.$$

где  $I_{н.д}$  – номинальный ток одновременно работающих двигателей.

#### ПРИМЕР 7.4.

Определить токи КЗ в точках К1 и К2 схемы рис. 7.8, если известно:

Силовой трансформатор Т:  $S_{н.т.} = 630$  кВА;  $U_k = 5,5\%$ ;  $\Delta P_k = 7,3$  кВт. Асинхронные двигатели Д1-Д3:  $P_{н.д} = 160$  кВт;  $\eta = 0,93$ ;  $\cos \phi = 0,9$ . Кабели к электродвигателям АСРГ  $3 \times 150$ ,  $L = 20$  м. В цепи силового трансформатора установлен автомат АВМ-10. К электродвигателям установлены трансфор-



маторы тока ТКЛ 300/5 и автоматы АЗ734Б, 400А. Шины Ш1-алюминиевые сечением  $80 \times 8$ ,  $L=8$  м; шины Ш2 (участки сборных шин между ответвлениями)-алюминиевые сечением  $80 \times 8$ ,  $L=1$  м. В питающей сети на 10 кВ установлен выключатель ВН-16 с номинальной мощностью отключения  $S_{откл}=300$  МВА.

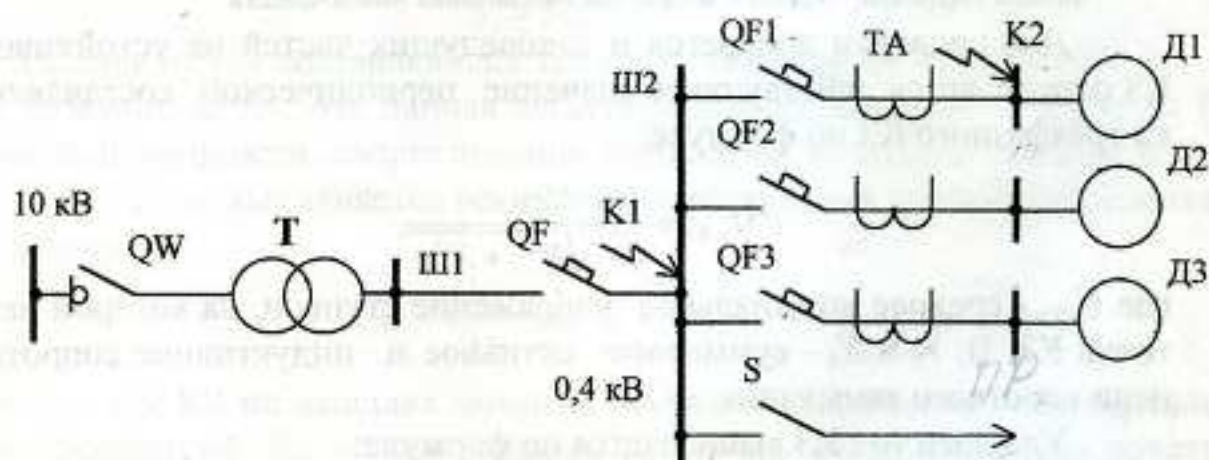


Рис. 7. 8. Расчетная схема к примеру 7. 4

Для расчета токов КЗ в точках К1 и К2 составим схему замещения (рис. 7.9).

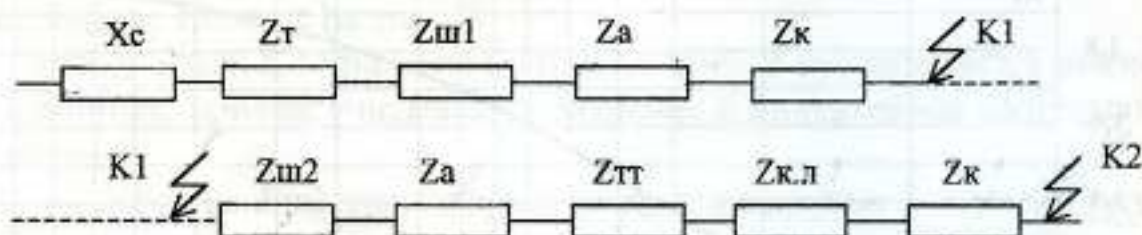


Рис. 7. 9. Схема замещения к примеру 7. 4

**Решение.**

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U^2_{ном.н}}{S_{откл}} = \frac{400^2}{300 \cdot 10^6} = 0,53 \text{ мОм}$$

Сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U^2_n}{S^2_{н.т}} = \frac{7,3 \cdot 400^2}{630^2} = 2,94 \text{ мОм};$$

$$Z_m = \frac{U_k \% \cdot U^2_n}{100 \cdot S_{н.т}} = \frac{5,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 630} = 14 \text{ мОм};$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2} = \sqrt{14^2 - 2,94^2} = 13,7 \text{ мОм}.$$

Сопротивления шин Ш1 по табл. П.3 при  $a_{ср} = 200$  мм,  $r_0 = 0,055$  мОм/м и  $X_0 = 0,145$  мОм/м, тогда:

$$R_{ш1} = r_0 \cdot L = 0,055 \cdot 8 = 0,44 \text{ мОм};$$

$$X_{ш1} = X_0 \cdot L = 0,145 \cdot 8 = 1,16 \text{ мОм}.$$

Для автоматического выключателя АВМ-10 по табл. 7-4 сопротивление токовой катушки  $r_a = 0,11$  мОм;  $X_a = 0,093$  мОм; переходное сопротивление контактов  $r_k = 0,23$  мОм.

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$R_{\Sigma 1} = R_m + R_{ul} + r_a + r_k = 2,94 + 0,44 + 0,11 + 0,23 = 3,72 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{ul} + X_a = 0,53 + 13,7 + 1,16 + 0,093 = 15,48 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{R_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2} = \sqrt{3,72^2 + 15,48^2} = 15,9 \text{ мОм}$$

Токи короткого замыкания в точке К1 от системы:

$$I''c = I_k = \frac{U_{ср.л}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}} = \frac{400}{1,73 \cdot 15,9} = 14,5 \text{ кА}$$

$$i_{y.c} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I'' = 1,48 \cdot 1,41 \cdot 14,5 = 30,3 \text{ кА}$$

По кривой рис. 7.7 при  $\frac{X_{\Sigma 1}}{R_{\Sigma 1}} = \frac{15,48}{3,72} = 4,16$  находим  $k_y = 1,48$ .

Учтём влияние группы электродвигателей Д1, Д2, Д3 на токи К3. Номинальный ток двигателей:

$$I_{н.д} = \frac{3P_{н.д}}{\sqrt{3}U_n \eta \cos \phi} = \frac{3 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,93 \cdot 0,9} = 0,86 \text{ кА}$$

Токи короткого замыкания в точке К1 от электродвигателей:

$$I''d = 4,5 \cdot I_{н.д} = 4,5 \cdot 0,86 = 3,87 \text{ кА};$$

$$i_{y.d} = 6,5 \cdot I_{н.д} = 6,5 \cdot 0,86 = 5,59 \text{ кА}.$$

Токи К3 в точке К1:

$$I'' = I''c + I''d = 14,5 + 3,87 = 18,4 \text{ кА};$$

$$i_{y.d} = i_{y.c} + i_{y.d} = 30,3 + 5,59 = 35,9 \text{ кА}.$$

Для вычисления токов К3 в точке К2 определим:

Сопротивления шин Ш2 по табл. П.3 при  $a_{ср} = 200$  мм:

$$r_{ш2} = 2 \cdot 0,055 = 0,11 \text{ мОм};$$

$$X_{ш2} = 2 \cdot 0,145 = 0,29 \text{ мОм}.$$

Таблица 7.4. Сопротивления приборов и аппаратов, мОм.

Наименование приборов и аппаратов 1	Сопротивления, мОм		Наименование приборов и аппаратов	Сопротивления, мОм		Переходное сопротивление контактов
	индукт.	активн.		индукт.	активн.	
Трансформаторы тока при коэффициенте трансформации:			Рубильники при номинальном токе, А:			
	30/5	30	100			0,5
	40/5	17	200			0,4
	50/5	11	400			0,2
	75/5	4,8	600			0,15
	100/5	2,7	Автоматы при номинальном токе, А:			
	150/5	1,2	50	2,7	5,5	1,3
	200/5	0,67	100	0,86	1,8	0,75
	300/5	0,3	150	0,55	0,74	0,65
	400/5	0,17	200	0,28	0,36	0,6
500/5	0,07	400	0,10	0,15	0,4	
		600	0,094	0,12	0,25	
		1000	0,093	0,11	0,23	

Для автоматического выключателя АЗ734Б, 400А сопротивление токовой катушки  $r_a = 0,15$  мОм,  $X_a = 0,1$  мОм, переходное сопротивление контактов  $r_k = 0,4$  мОм (табл. 7.4).

Сопротивления кабеля при  $r_0 = 0,21$  мОм/м (П.21) и  $X_0 = 0,06$  мОм/м:

$$R_{кл} = 20 \cdot 0,21 = 4,2 \text{ мОм},$$

$$X_{кл} = 20 \cdot 0,06 = 1,2 \text{ мОм}.$$

Сопротивление первичной обмотки трансформатора тока 300/5  $X_{тТ} = 0,3$  мОм,  $r_{тТ} = 0,2$  мОм принимаем по табл. 7.4.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{\Sigma 1} + R_{ш2} + r_a + r_k + R_{кл} + R_{тТ} = 3,74 + 0,11 + 0,15 + 0,4 + 4,2 + 0,2 = 8,8 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{ш2} + X_a + X_{кл} + X_{тТ} = 15,48 + 0,29 + 0,1 + 1,2 + 0,3 = 17,37 \text{ мОм}.$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{R_{\Sigma 2}^2 + X_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{8,8^2 + 17,37^2} = 19,5 \text{ мОм}.$$

Токи короткого замыкания в точке К2 от системы:

$$I''_c = I_k = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,5} = 11,9 \text{ кА},$$

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 11,9 = 20,1 \text{ кА}.$$

По кривой рис. 7.7 при  $\frac{X_{\Sigma 2}}{R_{\Sigma 2}} = \frac{17,37}{8,8} = 1,97$  находим  $ky = 1,2$ .

Учтём влияние двигателя Д1 на величину тока КЗ в т. К2. Токи КЗ от двигателей Д2 и Д3 не учитываем вследствие большой удаленности их от места короткого замыкания.

$$I''_d = 4,5 \cdot \frac{0,86}{3} = 1,29 \text{ кА}, \quad i_{yd} = 6,5 \cdot \frac{0,86}{3} = 1,86 \text{ кА}.$$

Токи КЗ в точке К2:

$$I'' = I''_c + I''_d = 11,9 + 1,29 = 13,2 \text{ кА},$$

$$i_y = i_{yc} + i_{yd} = 20,1 + 1,86 = 22 \text{ кА}.$$

На основании расчета токов короткого замыкания в установках напряжением ниже 1000 В проверяются предохранители и автоматические выключатели по предельно отключаемому току; шины проверяются на динамическую и термическую стойкость.

## 8. РАСЧЕТ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ при несимметричных режимах (двухфазное на землю, однофазное и двухфазное) достаточно сложен. Наиболее просто эта задача решается с помощью метода симметричных составляющих. Согласно этому методу любую несимметричную трёхфазную систему величин можно заменить тремя симметричными составляющими: прямой, обратной и нулевой последовательностей (обозначают соответственно индексами 1, 2 и 0).

Сопротивления элементов трехфазной цепи токам различных последовательностей могут значительно отличаться по величине. Схемы замещения составляются отдельно для каждой последовательности. Схема прямой последовательности (рис. 8.1,а) составляется так же как и схема для расчета симметричного трехфазного КЗ.

Схема замещения обратной последовательности (рис. 8.1,б) состоит из тех же элементов, что и схема прямой последовательности, за исключением ЭДС генераторов, которая в данном случае равна нулю. Сопротивления обратной последовательности для трансформаторов, реакторов и линий принимаются равными сопротивлениям прямой последовательности  $x_2 = x_1$ . Сопротивления генераторов приближенно можно принимать  $x_2 \approx x''_d$ . Место короткого замыкания для схемы обратной последовательности является как бы источником питания, что справедливо и для схемы нулевой последовательности.

Схема нулевой последовательности (рис. 8.1,в) отличается от предыдущих схем, т.к. токи нулевой последовательности протекают по путям, отличным от путей протекания токов трехфазного КЗ. Токи нулевой последовательности протекают по трем фазам и возвращаются через землю. Схему нулевой последовательности начинают составлять от точки КЗ. Концы элементов схемы нулевой последовательности, через которые возвращаются токи нулевой последовательности, имеют потенциал земли. Поэтому их объединяют в общую точку, которая является началом схемы; концом схемы является точка КЗ.

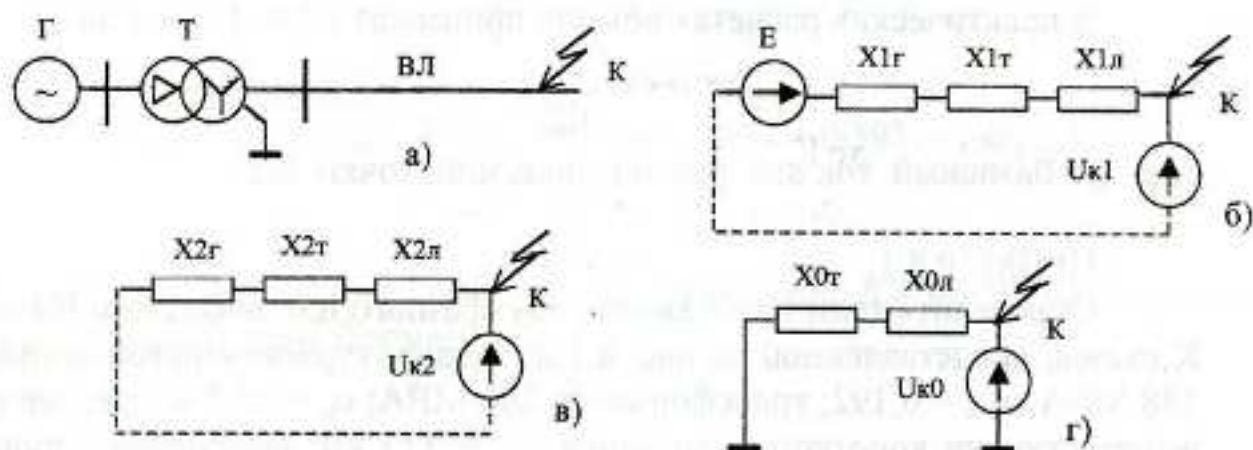


Рис.8-1. Схемы замещения отдельных последовательностей.

Сопротивления нулевой последовательности:

Электрические машины  $x_0 = (0,15 \dots 0,6)x''_d$ .

Реакторы  $x_0 = x_1$ .

Воздушные линии

одноцепная без троса .....  $x_0 = 1,4$  Ом/км

то же с тросом .....  $x_0 = 0,8$  Ом/км

двухцепная без троса .....  $x_0 = 1,1$  Ом/км

то же с тросами .....  $x_0 = 1,2$  Ом/км.

При этом сопротивления  $x_1 = x_2 = 0,4$  Ом/км.

Силовые кабели  $x_0 = (3,5 \dots 4,6)x_1$ .

Трансформаторы для всех двухобмоточных трансформаторов независимо от типа и конструкции при соединении обмоток  $Y_0/\Delta$   $x_0 = x_1$ .

Для расчетов токов КЗ предварительно должны быть определены результирующие сопротивления отдельных последовательностей до точки КЗ  $x_{1рез}$ ,  $x_{2рез}$ ,  $x_{0рез}$ .

Ток поврежденной фазы  $I_K^{(n)}$  для любого вида КЗ определяется через ток прямой последовательности  $I_{K1}^{(n)}$ :

$$I_K^{(n)} = K^{(n)} I_{K1}^{(n)},$$

где  $n$  – индекс вида КЗ;  $K^{(n)}$  – коэффициент пропорциональности, значения которого составляют: при трехфазном КЗ  $K^{(3)} = 1$ ; при двухфазном КЗ  $K^{(2)} = \sqrt{3}$ ; при однофазном КЗ  $K^{(1)} = 3$ .

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в именованных единицах

$$I^{(n)} = K^{(n)} \frac{E''}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}^{(n)}},$$

где  $E''$  – сверхпереходная ЭДС источника;  $x_{рез}^{(n)}$  – результирующее сопротивление до точки КЗ, равное: при трехфазном КЗ  $x_{рез}^{(3)} = x_{1рез}$ , при двухфазном КЗ  $x_{рез}^{(2)} = x_{1рез} + x_{2рез}$ , при однофазном КЗ  $x_{рез}^{(1)} = x_{1рез} + x_{2рез} + x_{0рез}$ .

При расчете в относительных единицах

$$I^{(n)} = K^{(n)} \frac{E_* \cdot I_G}{x_{*рез}^{(n)}},$$

В практических расчетах обычно принимают  $E'' \approx U_{ср}$ , тогда

$$I^{(n)} \approx K^{(n)} \frac{I_G}{x_{*рез}^{(n)}},$$

где  $I_G$  – базисный ток для рассматриваемой точки КЗ.

### ПРИМЕР 8.1.

Определить токи трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ в точке К схемы, представленной на рис. 8.1,а. Задано: турбогенератор мощностью 188 МВА;  $x''_d = 0,192$ ; трансформатор 200 МВА;  $u_k = 10,5\%$ ; среднее напряжение ступени короткого замыкания  $U_{ср} = 115$  кВ; воздушная одноцепная линия без троса длиной 25 км.

Прежде чем составить схему замещения нулевой последовательности, необходимо определить пути циркуляции токов нулевой последовательности. Со стороны генератора обмотка трансформатора соединена в треугольник, а это означает, что в цепи генератора токи нулевой последовательности не протекают, и следовательно, сопротивление генератора в схему замещения входить не будет.

Принимаем  $S_G = S_{г.ном} = 188$  МВА;  $U_G = U_{ср} = 115$  кВ, тогда

$$I_G = \frac{S_G}{\sqrt{3}U_G} = \frac{188}{1,73 \cdot 115} = 0,94 \text{ кА}$$

Схемы замещения всех последовательностей приведены на рис. 8-1. Приводим все сопротивления к базисным условиям.

Сопротивление обратной последовательности турбогенератора принимаем равным  $x''_d$ ; тогда  $x_{1r} = x_{2r} = 0,192$ .

Для трансформатора с соединением обмоток  $Y_0/\Delta$

$$x_{1m} = x_{2m} = x_{0m} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_\theta}{S_{n,m}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{188}{200} \approx 0,1.$$

Для воздушной линии

$$x_{1z} = x_{2z} = x_1 \cdot I \cdot \frac{S_\theta}{U_\theta^2} = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{188}{115^2} = 0,142$$

$$x_{0z} = \frac{1,4}{0,4} \cdot 0,142 = 0,497$$

Результирующие сопротивления отдельных последовательностей:

$$x_{1рез} = x_{2рез} = x_{1r} + x_{1T} + x_{1л} = 0,192 + 0,1 + 0,142 = 0,434;$$

$$x_{0рез} = x_{0r} + x_{0л} = 0,1 + 0,497 = 0,597.$$

Сверхпереходные токи в месте КЗ.

Трехфазное КЗ:

$$x^{(3)}_{рез} = x_{1рез} = 0,434; K^{(3)} = 1$$

$$I^{m(3)} = K^{(3)} \frac{I_\theta}{x^{(3)}_{рез}} = 1 \cdot \frac{0,94}{0,434} = 2,17 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ:

$$x^{(2)}_{рез} = x_{1рез} + x_{2рез} = 0,434 + 0,434 = 0,868; K^{(2)} = \sqrt{3}$$

$$I^{m(2)} = K^{(2)} \frac{I_\theta}{x^{(2)}_{рез}} = \sqrt{3} \cdot \frac{0,94}{0,868} = 1,87 \text{ кА}.$$

Однофазное КЗ:

$$x^{(1)}_{рез} = x_{1рез} + x_{2рез} + x_{0рез} = 0,434 + 0,434 + 0,597 = 1,465; K^{(1)} = 3$$

$$I^{m(1)} = K^{(1)} \frac{I_\theta}{x^{(1)}_{рез}} = 3 \cdot \frac{0,94}{1,465} = 1,92 \text{ кА}.$$

Такое же значение имеет и ток, протекающий в землю через заземленную нейтраль трансформатора:

$$I_3 = 3I_0^{(1)} = 1,92 \text{ кА}.$$

## 9. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Токосоведущие части (шины, кабели) и все виды аппаратов для электроустановок – выключатели, разъединители, предохранители, измерительные трансформаторы – должны соответствовать условиям окружающей среды по месту их установки. Номинальные параметры выбранной аппаратуры (ток, напряжение) должны соответствовать вычисленным максимальным расчетным величинам в нормальном режиме и при коротком замыкании.

Для их выбора расчетные значения величин сравниваются с допустимыми, при этом расчетные величины должны быть менее допустимых.

## 9.1 ВЫБОР ИЗОЛЯТОРОВ

Опорные изоляторы выбираются по следующим условиям:

по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по допустимой нагрузке  $F_{расч} \leq F_{доп}$ ,

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;  $F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора:  $F_{доп} = 0,6F_{разр}$ ;  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

*Расчетная нагрузка на изолятор*

$$F_{расч} = 1,76 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н},$$

где  $l$  – расстояние между изоляторами по длине шин (пролёт), м;  $a$  – расстояние между фазами, м;  $i_y$  – ударный ток КЗ, А.

### ПРИМЕР 9.1.

Выбрать изоляторы для сборных шин 10 кВ, установленных плашмя, если расстояние между фазами 250 мм, длина пролёта 1,5 м. Ударный ток на шинах 40 кА.

*Решение.* Расчетная нагрузка действующая на изолятор:

$$F_{расч} = 1,76 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot (40 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{1,5}{0,25} \cdot 10^{-7} = 1660 \text{ Н}.$$

Предлагаем к установке опорные изоляторы ИО-10-3,75 УЗ по [9, с.282],  $U_n = 10$  кВ,  $F_{разр} = 3750$  Н.

По условию  $F_{доп} = 0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 3750 = 2250$  Н. Так как  $1660 < 2250$ , то изолятор по механической прочности проходит.

## 9.2 ВЫБОР СБОРНЫХ ШИН

Сечение шин выбирают по нагреву длительно проходящим максимальным током нагрузки. Проверку жестких шин производят на электродинамическую и термическую устойчивости к токам КЗ, а также на механический резонанс.

### ПРИМЕР 9.2.

Выбрать сборные шины 10 кВ для подстанции 35/10 кВ с двумя трансформаторами по 4000 кВА, если токи КЗ на шинах 10 кВ:  $I'' = 8,8$  кА,  $I_\infty = 6,5$  кА,  $i_y = 16,3$  кА. Расчетное время действия тока КЗ  $t_k = 1,5$  с. Шины установлены на изоляторах плашмя.

Расстояние между изоляторами вдоль шин  $l$  (пролет) выбирается кратным шагу ячейки КРУ, расстояние между фазами  $a = 25 \dots 30$  см.

*Решение.* Согласно ПУЭ сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, выбор производим по максимальному току нагрузки.

$$I_{p, \max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 308 \text{ А.}$$

По току нагрузки выбираем шины прямоугольного сечения алюминиевые размером  $30 \times 4 \text{ мм}$  ( $120 \text{ мм}^2$ ) см. табл. П.3, с допустимой токовой нагрузкой  $I_{н, \text{доп}} = 365 \text{ А}$ . Условие  $I_{н, \text{доп}} \geq I_{p, \max}$  выполняется.

✓ Проверяем шины на электродинамическую устойчивость. Сила, действующая на шины:

$$F = 1,76 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot (16,3 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{130}{30} \cdot 10^{-7} = 199 \text{ Н.}$$

Изгибающий момент:

$$M = \frac{F \cdot l}{10} = \frac{199 \cdot 130}{10} = 2587 \text{ Н} \cdot \text{см.}$$

Момент сопротивления шин при установке их плашмя:

$$W = \frac{bh^3}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{6} = 0,6 \text{ см}^3.$$

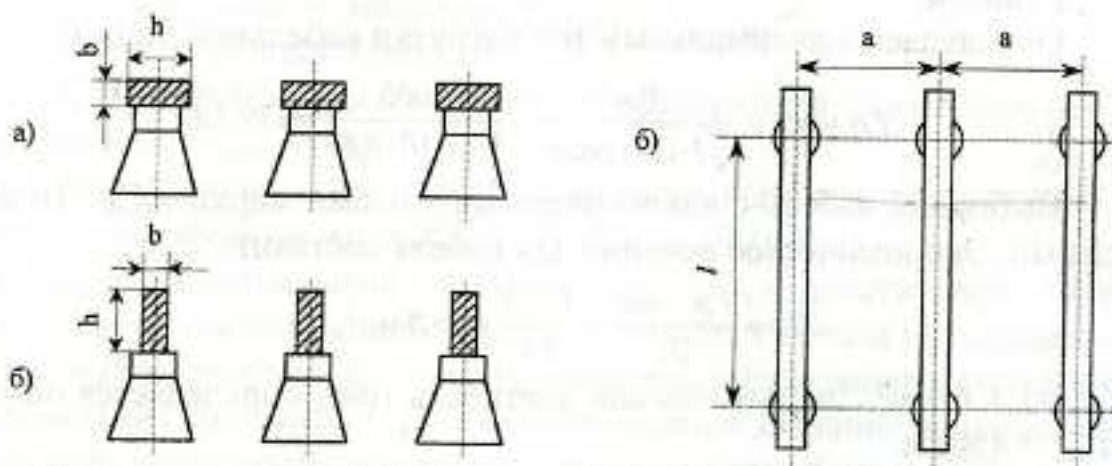


Рис. 9.1. Расположение прямоугольных шин на изоляторах а) – плашмя и б) – на ребро.

При расположении шин на ребро:  $W = \frac{b^3 h}{6}$ , где  $b$  и  $h$  – размеры поперечного сечения шины, см.

Расчетное напряжение в металле шин от изгиба:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{2587}{0,6} = 4312 \text{ Н/см}^2$$

Для алюминия марки АД31Т  $\sigma_{\text{доп}} = 7500 \text{ Н/см}^2$  (75 МПа);  $7500 > 4312$ , то из этого делаем вывод, что шины механически устойчивы.

✓ Проверяем шины на термическую устойчивость. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I''^2 (t_k + T_a) = 8,8^2 \cdot (1,5 + 0,045) = 119,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с, где } T_a = 0,045 \text{ с, см. [7, с.359]}$$

Минимальное сечение шин по условию допустимого нагрева при КЗ:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{119,6 \cdot 10^6}}{88} = 124,3 \text{ мм}^2, \text{ где } C = 88 \text{ [7, с.380]}$$

что больше выбранного сечения, следовательно увеличиваем сечение шин и окончательно принимаем АД31Т  $40 \times 4$  ( $160 \text{ мм}^2$ ).



### 9.3. ВЫБОР КАБЕЛЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ ВЫШЕ 1000 В

Кабели выбирают по напряжению установки, экономической плотности тока и по нагреву длительным рабочим током нагрузки. Выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую устойчивость к токам КЗ. При значительной длине кабелей их проверяют на потерю напряжения (обычно более 400 м).

#### ПРИМЕР 9.3.

Выбрать и проверить на ток КЗ кабель, отходящий от подстанции напряжением 10 кВ, длина кабельной линии  $l = 800$  м. Нагрузка линии  $P_M = 2000$  кВт при  $\cos\varphi = 0,83$ . Токи КЗ на шинах 10 кВ:  $I'' = I_\infty = 6,8$  кА. Время действия тока короткого замыкания  $t_K = t_{\text{выкл}} + t_{\text{заш}} = 0,1 + 1,2 = 1,3$  с. Время использования максимальной нагрузки  $T_M = 4500$  ч. Кабель предполагается проложить в траншее совместно с такими же тремя кабелями с расстояниями между ними до 100 мм. Средняя температура почвы на глубине заложения кабеля наиболее жаркого месяца года составляет  $10^\circ\text{C}$ .

*Решение.*

Определяем максимальный ток нагрузки кабельной линии:

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{P_M}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{2000}{1,73 \cdot 10 \cdot 0,83} = 139,3 \text{ А}$$

Выбираем кабель с алюминиевыми жилами марки АСБ, 10 кВ, трёх-жильный. Экономическое сечение для кабеля составит:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{p.\text{макс}}}{J_{\text{э}}} = \frac{139,3}{1,4} = 99,5 \text{ мм}^2,$$

где  $J_{\text{э}} = 1,4$  А/мм<sup>2</sup> – экономическая плотность тока, определяется по табл. П.2 при  $T_M = 4500$  ч.

Принимаем кабель с сечением жил  $3 \times 95$  мм<sup>2</sup>,  $I_{n.\text{доп}} = 205$  А см. табл. П. 21.

Поправочные коэффициенты (в соответствии с заданными условиями) на температуру почвы  $k_t = 1,06$  и на число работающих кабелей в одной траншее  $k_n = 0,8$  (табл. П. 7, П. 8). С учетом этих коэффициентов длительно допустимый ток на кабель составит:

$$I_{\text{доп}} = k_t \cdot k_n \cdot I_{n.\text{доп}} = 1,06 \cdot 0,8 \cdot 205 = 173,8 \text{ А},$$

что больше  $I_{p.\text{макс}} = 139,3$  А, следовательно кабель проходит по нагреву длительным рабочим током нагрузки.

Для проверки на термическую устойчивость определяем тепловой импульс тока КЗ:

$$W_k = I''^2 \cdot (t_K + Ta) = 6,8^2 \cdot (1,3 + 0,01) = 60,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ где } Ta = 0,01 \text{ с, см. [7, с.359]}$$

Минимальное сечение жил кабеля по условию допустимого нагрева при КЗ:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{W_k}}{C} = \frac{\sqrt{60,6 \cdot 10^6}}{85} = 91,6 \text{ мм}^2, \text{ где } C = 85 \text{ [7, с.380].}$$

$91,6 \text{ мм}^2 < 95 \text{ мм}^2$ , следовательно кабель термически устойчив.

Проверяем кабель на потерю напряжения:

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчету;  $I_{тер}$  – предельный ток термической устойчивости (табл. П. 17),  $t_{тер}$  – длительность протекания тока термической устойчивости (табл. П. 17).

Выбор выключателя по типу сводится к выбору масляного малообъемного, многообъемного, воздушного или других типов в соответствии с условиями, в которых допустимо или целесообразно применять данный тип выключателя. В комплектном РУ 6 – 10 кВ тип выключателя определяется выбранной серией КРУ или КРУН.

#### ПРИМЕР 9.4

По данным примера 7.1 выбрать выключатель Q, включенный в цепи отходящей линии 6 кВ (рис. 7.4). РУ – 6 кВ составлено из шкафов серии К – VIУ. Расчетная максимальная нагрузка линии составляет  $S_M = 2000$  кВА. Расчетные токи КЗ:  $I'' = 5,49$  кА,  $I_{\infty} = 5,49$  кА,  $i_y = 13,9$  кА.

*Решение.* Рабочий максимальный ток нагрузки отходящей линии:

$$I_{р. макс} = \frac{S_M}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{2000}{1,73 \cdot 6,3} = 183,5 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-630 (П. 17), предназначенный для установки в шкафах серии К – VIУ.

Определим периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ для момента  $\tau = t_3 + t_{с.в} = 0,01 + 0,07 = 0,08$  с. Здесь  $t_3$  принимаем 0,01 с, см. выше;  $t_{с.в} = 0,07$  с для выключателя ВМПЭ-10-630 [9, с. 233];  $T_a = 0,045$  с см. [7, с. 359].

Периодическая составляющая тока КЗ к моменту  $\tau$  от источника бесконечной мощности может быть принята неизменной во времени и равной:

$$I_{п.т} = I'' = 5,49 \text{ кА.}$$

В том случае если источник ограниченной мощности, то  $I_{п.т}$  определяется по кривым затухания [9, с. 69] для момента  $\tau$  при известном расчетном сопротивлении  $x_{расч}$  до точки КЗ. При  $x_{расч} > 3$  принимается  $I_{п.т} = I''$ .

Аperiodическая составляющая тока КЗ к моменту  $\tau$ :

$$i_{а.т} = \sqrt{2} I'' e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,49 \cdot e^{-0,08/0,045} = 1,28 \text{ кА.}$$

Расчетные и каталожные данные сведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1. Сравнение данных (к примеру 9.4)

Расчетные данные	Каталожные данные Выключатель ВМПЭ-10-630
1. $U_{сет} = 6,3$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
2. $I_{р. макс} = 183,5$ А	$I_{ном} = 630$ А
3. $I'' = 5,49$ кА	$I_{дин} = 20$ кА
4. $i_y = 13,9$ кА	$i_{дин} = 52$ кА
5. $I_{п.т} = 5,49$ кА	$I_{отк. ном} = 20$ кА
6. $i_{а.т} = 1,28$ кА	$i_{а. ном} = \sqrt{2} I_{отк. ном} \beta_B / 100 =$ $= 1,41 \cdot 20 \cdot 0,2 = 5,64$ кА
7. $B_k = I''^2 (t_k + T_a) =$ $= 5,49^2 (1,5 + 0,045) =$ $= 46,6$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 8 =$ $= 3200$ кА <sup>2</sup> ·с

Примечания: 1. Максимальное время действия тока КЗ  $t_k$  принимаем 1,5 с.  
2. Привод к выключателю ПЭВ – 11А.

**Выключатели нагрузки** не предназначены для отключения токов КЗ, поэтому они не проверяются по отключающей способности, как и разъединители. Выключатели нагрузки выбирают:

по напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по длительному току  $I_{раб.м} \leq I_{ном}$

и проверяют на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ:

$$i_y \leq i_{дин}; I^2_{терм} t_{терм} \leq B_k.$$

Если выключатель нагрузки сочетается с высоковольтными предохранителями, то предохранители выбираются по отключающей способности

$$I''(I_{п0}) \leq I_{отк.п.}$$

### 9.5. ВЫБОР РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Выбор и проверка разъединителей производится по тем же условиям, что и выключателей, но без учета отключающего тока так как разъединители не предназначены для отключения токов КЗ (см. пример 9.4).

При выборе разъединителей необходимо обращать внимание на необходимое количество заземляющих ножей и место их установки, кроме того тип разъединителя зависит от места его установки (ОРУ или ЗРУ).

Каталожные данные разъединителей см. (табл. П.17) или [9, с.260].

### 9.6. ВЫБОР ОТДЕЛИТЕЛЕЙ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ

Отделители выбираются по тем же условиям, что и разъединители.

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, что и разъединители, за исключением выбора по номинальному току. Каталожные данные отделителей и короткозамыкателей см. (табл. П.17) или [9, с.278].

#### ПРИМЕР 9.5.

Выбрать разъединитель QS, отделитель QR и короткозамыкатель QN в цепи питающей линии 110 кВ трансформаторной подстанции (рис. 6.1) с двумя трансформаторами по 25 000 кВА каждый. Токи КЗ на шинах 110 кВ составляют:  $I'' = 10$  кА,  $i_y = 22,7$  кА; время действия тока КЗ  $t_k = 2$  с. Высоковольтные аппараты установлены открыто.

*Решение.*

Определяем рабочий максимальный ток ввода с учетом аварийной перегрузки трансформатора:

$$I_{р.макс.} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 25\,000}{1,73 \cdot 110} = 184 \text{ А.}$$

Предлагаем к установке разъединитель типа РНДЗ-1-110/630, отделитель типа ОД-110/1000 и короткозамыкатель типа КЗ-110Б (табл. П.17).

Составляем сравнительную таблицу расчетных и каталожных данных (табл. 9.1).

Выше перечисленные аппараты можно считать принятыми к установке если их каталожные данные будут выше или равны соответствующих расчетных данных.

Таблица 9.1. Сравнение данных (к примеру 9.4)

Расчетные данные	Каталожные данные		
	Разъединитель РНДЗ-1-110/630	Отделитель ОД-110/1000	Короткозамыкат. КЗ-110Б
$U_{уст} = 110$ кВ $I_{р.макс} = 184$ А $i_y = 22,7$ кА $B_k = I''^2 \cdot (t_k + T_a) = 10^2 \cdot (2 + 0,02) = 202$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_{ном} = 110$ кВ $I_{ном} = 630$ А $i_{дин} = 80$ кА $F_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_{ном} = 110$ кВ $I_{ном} = 1000$ А $i_{дин} = 80$ кА $F_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_{ном} = 110$ кВ --- $i_{дин} = 32$ кА $F_T \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 469$ кА <sup>2</sup> ·с

Приводы: для разъединителя ПРН-110У1, для отделителя ПРО-1У1 и короткозамыкателя ПРК-1У1.

### 9.7. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Предохранители выбираются по номинальному току, номинальному напряжению и отключающей способности.

Выбор производится в соответствии с табл. 9.2.

Таблица 9.2. Условия выбора предохранителей.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}$ , кВ	$U_{ном}$ , кВ
$I_{р.макс}$ , А	$I_{ном}$ , А
$I''$ , кА	$I_{откл}$ , кА

Каталожные данные выбираемого предохранителя должны быть выше или равны соответствующих расчетных данных. Каталожные данные высоковольтных предохранителей см. [9, с.254].

Силовые трансформаторы мощностью до 1000 кВА могут быть защищены предохранителями, которые иногда встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНП, если мощность КЗ сети не превышает 200 МВА. Эти предохранители выбираются в соответствии с таблицей [7, с.457].

### 9.8. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Трансформаторы тока выбираются:

по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ .

по току  $I_{р.макс} \leq I_{ном1}$ .

Номинальный ток трансформатора тока  $I_{ном1}$  должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

по конструктивному исполнению.

В шкафах КРУ и КРУН используются, в основном, трансформаторы тока типов ТПЛК-10, ТПОЛ-10, ТЛК-10, ТВЛМ-10.

В РУ 35-110 кВ в первую очередь нужно использовать трансформаторы тока, встроенные в высоковольтные вводы силовых трансформаторов (ТВТ) или вводы выключателей (ТВ). Каталожные данные трансформаторов тока см. табл. П.13 или [9, с.294].

по нагрузке вторичной цепи (классу точности)  $S_2 \leq S_{2ном}$  или  $Z_2 \leq Z_{2ном}$ , где  $S_2$  – расчетная нагрузка вторичной цепи трансформатора тока в нормальном (рабочем) режиме, ВА;  $S_{2ном}$  – допустимая (номинальная) нагрузка

вторичной обмотки трансформатора тока, ВА;  $Z_2$  – расчетное сопротивление вторичной цепи;  $Z_{2\text{ ном}}$  – допустимое сопротивление вторичной цепи.

Допустимая нагрузка вторичной цепи трансформатора тока

$$S_{2\text{ ном}} = I_{2\text{ ном}}^2 Z_{2\text{ ном}}$$

где  $I_{2\text{ ном}}$  – номинальный ток вторичной обмотки (как правило 5 А).

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико то принимается  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка состоит из последовательно включенных обмоток реле и приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$$

Сопротивление приборов определяется из выражения:

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2\text{ ном}}^2$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность потребляемая приборами см. табл. П.5;  $I_{2\text{ ном}}$  – номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов  $r_{\text{к}}$  принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе реле и приборов. Сопротивление соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ ном}}$$

откуда сопротивление соединительных проводов:  $r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}$  и их сечение:  $s = \rho L_{\text{расч}} / r_{\text{пр}}$ ,

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода (для меди  $\rho = 0,0175$ , для алюминия  $\rho = 0,0283$ );  $L_{\text{расч}} = L$  при соединении трансформаторов тока в полную звезду;  $L_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot L$  при соединении в неполную звезду;  $L_{\text{расч}} = 2L$  при включении в одну фазу;  $L$  – длина соединительных проводов в один конец от трансформаторов тока до места установки приборов. Принимаемое стандартное сечение проводов должно быть не меньше расчетного. Минимальное сечение проводов во вторичной цепи трансформаторов тока равно  $2,5 \text{ мм}^2$  для алюминиевых и  $1,5 \text{ мм}^2$  для медных проводов.

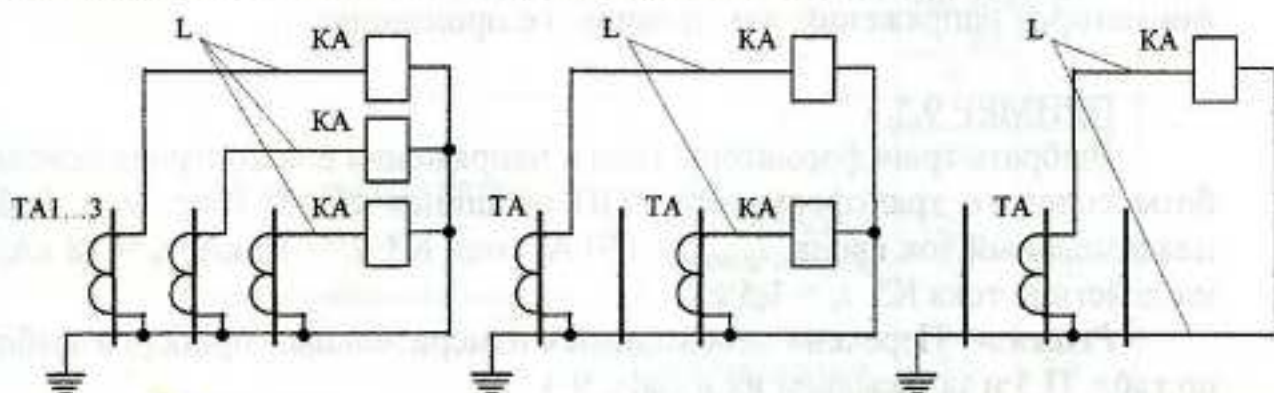


Рис. 9.2. Варианты включения реле тока или приборов для определения расчетной длины проводов при установке трансформаторов тока

по электродинамической стойкости  $i_{\text{уд}} \leq \sqrt{2} \cdot k_d \cdot I_{1\text{ ном}}$  или  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дтп}}$

где  $i_{уд}$  - ударный ток КЗ по расчету;  $k_d$  - кратность электродинамической стойкости;  $i_{дин}$  - ток электродинамической стойкости (табл. П.13);  $I_{1ном}$  - номинальный первичный ток трансформатора тока.

*по термической стойкости*

$$B_k \leq (k_t \cdot I_{1ном})^2 \text{ или } B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где  $B_k$  - тепловой импульс по расчету  $B_k = I''^2 \cdot (t_k + T_a)$ ;  $k_t$  - кратность термической стойкости;  $t_{тер}$  - время термической стойкости;  $I_{тер}$  - ток термической стойкости (табл. П.13).

Встроенные трансформаторы тока на электродинамическую и термическую стойкость не проверяют.

## 9.9. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения выбираются:

*по напряжению*  $U_{уст} = U_{ном}$ .

*по конструкции и схеме соединения обмоток.*

Следует учесть, что в установках 6, 10, 35 кВ трансформаторы напряжения используются для включения измерительных приборов и для включения устройств сигнализации и защиты. Этим условиям отвечают трансформаторы напряжения типов НТМИ, НКФ, ЗНОМ.

*по вторичной нагрузке (классу точности)*  $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$ ,

где  $S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности;  $S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2_{приб} + Q^2_{приб}}.$$

Сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения при учебном проектировании можно принимать по условию механической прочности 1,5 мм<sup>2</sup> - для медных жил и 2,5 мм<sup>2</sup> - для алюминиевых жил.

Проверку по электродинамической и термической стойкости трансформаторов напряжения, как правило, не производят.

### ПРИМЕР 9.5.

Выбрать трансформаторы тока и напряжения для контроля режима работы силового трансформатора ГПП на шинах 10 кВ (рис. 9.3). Рабочий максимальный ток ввода  $I_{р, макс} = 450$  А; токи КЗ:  $I'' = 10$  кА;  $i_y = 18$  кА; время действия тока КЗ  $t_k = 1,5$  с.

*Решение.* Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по табл. П.5 и записываем их в табл. 9.3.

Предлагаем к установке трансформатор тока ТПЛК-10-600 кл. точности 0,5;  $r_{2ном} = 0,4$  Ом;  $I_{тер} = 28,3$  кА;  $t_{тер} = 3$  с (табл. П.13). Проведем сравнение расчетных и каталожных данных (табл. 9.4).

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке определим нагрузку наиболее загруженной фазы, фазы А см. (табл. 9.3).

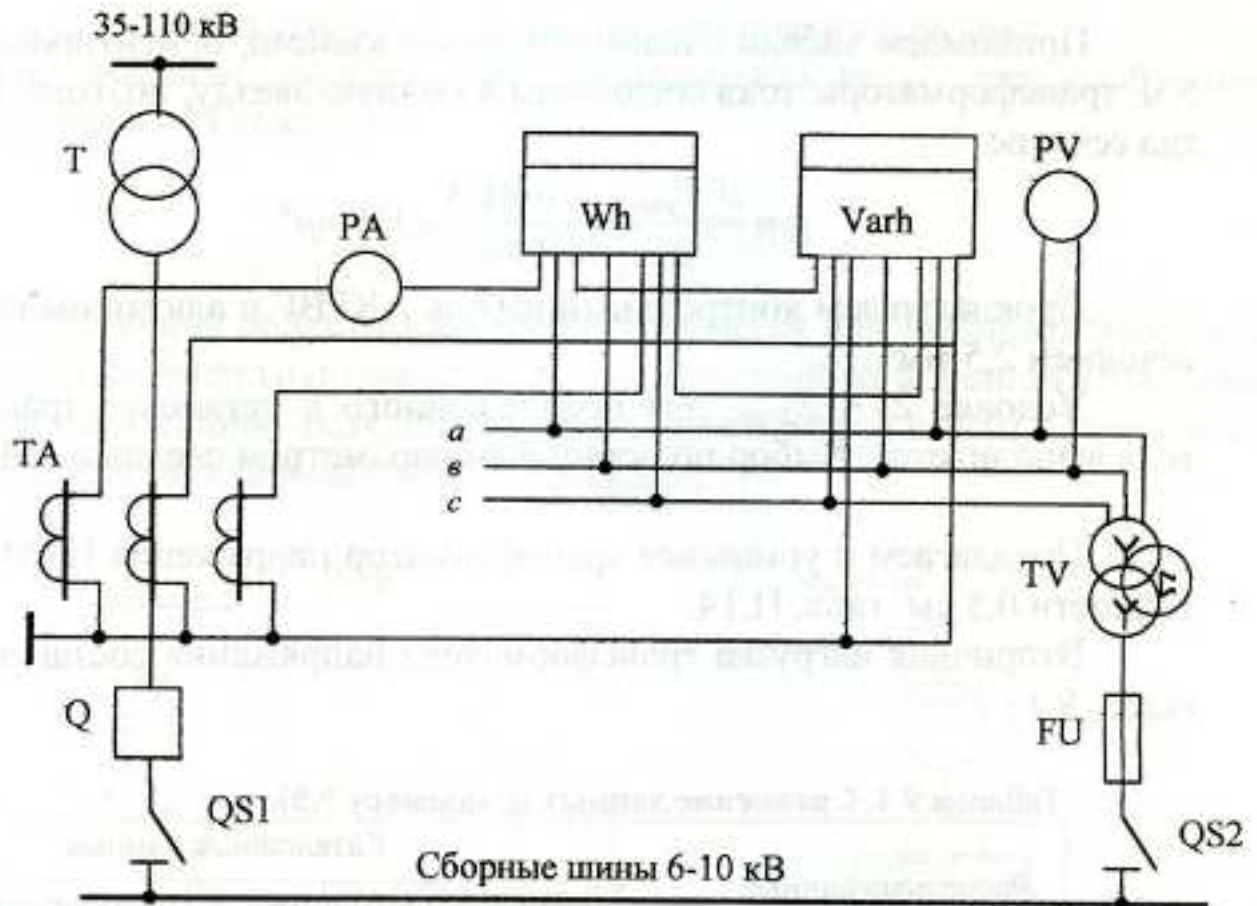


Рис. 9-3. Схема включения электроизмерительных приборов к примеру 9.5.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов  $r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом}$ , где  $r_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$  (табл. П. 13); сопротивление контактов  $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ .

Таблица 9.3. Вторичная нагрузка трансформаторов тока и напряжения (к примеру 9.5).

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы	
		A	C
Амперметр	Э-335	0,5	-
Счетчик активной энергии	И-675		
	катушки тока	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	катушки напряж.	3,0	3,0
	И-673М		
Вольтметр	катушки тока	2,5	2,5
	катушки напряж.	3,0	3,0
Вольтметр	Э-335	2,0	-
Всего нагрузка:	по току	5,5	5,0
		по напряжению	8,0

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 5 м, трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому  $L_{расч} = L$ , тогда сечение

$$s = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{0,13} = 1,09 \text{ мм}^2.$$

Прокладываем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Условие  $Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$  для предложенного к установке трансформатора тока выполняется. Выбор по остальным параметрам сведен в табл. 9.4.

Предлагаем к установке трансформатор напряжения НТМИ-10 класса точности 0,5 см. табл. П.14.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составляет  $\approx 14 \text{ ВА}$  (табл. 9.3).

Таблица 9.4. Сравнение данных (к примеру 9.5).

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Трансформатор тока ТПЛК-10-600	Трансформатор на- пряжения НТМИ-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{р. макс} = 450 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	-
$i_y = 18 \text{ кА}$	$i_{дин} = 74,5 \text{ кА}$	-
$S_{2\Sigma} \approx 14 \text{ ВА}$	-	$S_{2ном} = 120 \text{ ВА}$
$Вк = I^{2\cdot t} \cdot (t_k + T_a) =$ $= 10^2 \cdot (1,5 + 0,045) = 154 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} =$ $= 28,3^2 \cdot 3 = 2403 \text{ кА}^2\text{с}$	-

Все условия выбора трансформатора тока и трансформатора напряжения выполняются.

## 9.10. ВЫБОР РЕАКТОРОВ

Токоограничивающие реакторы устанавливаются в распределительных устройствах станций и подстанций. Необходимое ограничение тока КЗ при повреждении за реактором определяется параметрами отключающих аппаратов в распределительном устройстве подстанции и сечением кабелей, термическая стойкость которых должна быть обеспечена при установке реактора. Для каждой отходящей линии можно устанавливать индивидуальный реактор или применять реактор на три-четыре линии (рис. 9.3, а и б). Для понижающих трансформаторов можно устанавливать сдвоенные реакторы (рис. 9.3, в), что обеспечивает меньшую потерю напряжения в нормальном режиме.

Реакторы выбираются:

по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по току  $I_{р. макс} \leq I_{ном, р}$ ;

по электродинамической стойкости  $i_y \leq i_{дин}$ ;

по термической стойкости

$$Вк \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}.$$



Термическая стойкость реакторов, как правило, высока.  
по величине реактивного сопротивления из условия необходимого  
токоограничения тока КЗ

$$x_{расч} \% = \left( \frac{I_{\delta}}{I_k} - x_{рез} \right) \cdot \frac{I_{ном.р}}{I_{\delta}} \cdot 100$$

где  $I_k$  – величина допустимого тока КЗ, задается или выбирается по каталогам на высоковольтную аппаратуру, установленную в данной точке схемы.  $x_{рез}$  – относительное результирующее сопротивление схемы замещения до точки присоединения выбранного реактора.

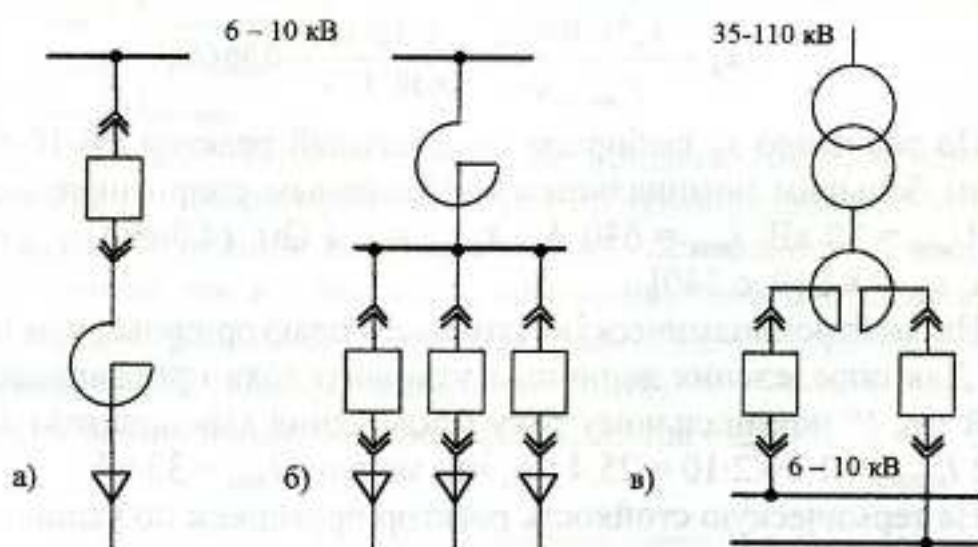


Рис. 9.3. Схемы включения реакторов на стороне 6 – 10 кВ ГПП

по допустимой потере напряжения в нормальном режиме

$$\Delta U \% = x_p \% \cdot \frac{I_{p, макс}}{I_{ном.р}} \cdot \sin \varphi \leq \Delta U \%_{доп}$$

по величине остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за реактором

$$U_{ост} \% = x_p \% \cdot \frac{I''}{I_{ном}} \cdot 100 \quad \text{или} \quad U_{ост} \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I'' \cdot 100}{U_{ном}}$$

где  $I''$  – ток КЗ за реактором.

По условиям работы потребителей  $U_{ост}$  должно быть не менее 65%, если остаточное напряжение будет меньше, то пересчитывают сопротивление реактора.

#### ПРИМЕР 9.6.

В распределительном устройстве 10 кВ на линии с рабочим током 550А,  $\cos \varphi = 0,8$  требуется установить реактор для ограничения токов КЗ до величины допускающей применение за реактором масляного выключателя типа ВММ-10-630 с  $I_{н.откл} = 10$  кА. До точки установки реактора величина относительного сопротивления  $X_{рез} = 0,2$  при  $S_{\delta} = 100$  МВА,  $t_k = 1,2$  с.

*Решение.* Определяем базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{100}{1,73 \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Номинальный ток реактора принимаем равным  $I_{\text{ном.р}} = 630 \text{ А}$ . Определяем необходимое сопротивление реактора в процентах

$$x_p \% = \left( \frac{I_6}{I_x} - x_{\text{рег}} \right) \cdot \frac{I_{\text{ном.р}}}{I_6} \cdot 100 = \left( \frac{5,5}{10} - 0,2 \right) \cdot \frac{0,63}{5,5} \cdot 100 = 4\%.$$

Так как в большинстве каталогов указывается сопротивление реактора не в процентах, а в именованных единицах (Ом), то определим и его

$$x_p = \frac{x_p \% \cdot 10U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном.р}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{4 \cdot 10 \cdot 10}{630 \cdot 1,73} = 0,36 \text{ Ом.}$$

По значению  $x_p$  выбираем стандартный реактор РБ-10-630-0,4 с ближайшим большим номинальным индуктивным сопротивлением с параметрами:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ,  $X_{\text{р.ном}} = 0,4 \text{ Ом}$  (4,36%),  $i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{тер}} = 12,6 \text{ кА}$ ,  $t_{\text{тер}} = 8 \text{ с}$  [9, с.340].

На электродинамическую стойкость реактор проверяем по условию  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ . Для определения величины ударного тока приравниваем сверхпереходной ток  $I''$  номинальному току отключения выключателя  $I_{\text{н.откл}}$ , тогда  $i_{\text{уд}} = k_y \cdot \sqrt{2} I_{\text{н.откл}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10 = 25,4 \text{ кА}$ , что меньше  $i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$ .

На термическую стойкость реактор проверяем по условию:

$$Bk = 12,6^2 \cdot 8 = 1270 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq I''^2 (t_x + T_a) = 10^2 (1,2 + 0,045) = 124,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $T_a = 0,045 \text{ с}$  по [7, с.359]. Условие выполняется, так как  $1270 > 124,5$ .

Остаточное напряжение на шинах распределительного устройства при КЗ за реактором:

$$U_{\text{ост}} \% = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I'' \cdot 100}{U_{\text{ном}}} = 0,4 \frac{1,73 \cdot 10 \cdot 100}{10} = 69,2\%, \text{ что допустимо.}$$

Потеря напряжения в реакторе при максимальной нагрузке:

$$\Delta U \% = x_p \% \frac{I_{\text{р.макс}}}{I_{\text{р.ном}}} \sin \varphi = 4,36 \frac{550}{630} 0,6 = 2,28\%, \text{ что допустимо.}$$

Выбранный реактор РБ-10-630-0,4 удовлетворяет всем необходимым требованиям.

## 9.11. ВЫБОР РАЗРЯДНИКОВ

*Разрядником* называют аппарат, защищающий изоляцию от перенапряжений.

Разрядник РН – низкого напряжения, предназначен для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования напряжением до 0,5 кВ.

Разрядники РВМ, РВС – вентильные, для защиты машин и оборудования от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений.

Вентильные разрядники используются в сетях напряжением от 1 до 220 кВ и выше.

Трубчатые разрядники РТВ и РТФ – винипластовые или фибробаке-литовые, предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции линий электропередачи с другими средствами защиты изоляции электрооборудования станций и подстанций напряжением 3... 110 кВ.

Вентильные разрядники выбирают по номинальному напряжению и их назначению.

Выбор трубчатых разрядников производится в зависимости от номинального напряжения сети, а также по пределам отключаемого разрядником токов:

$$1) U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}}$$

$$2) I_{\text{к.макс}} < I_{\text{р.т.макс}}$$

$$3) I_{\text{к.мин}} > I_{\text{р.т.мин}}$$

где  $I_{\text{р.т.макс}}$  и  $I_{\text{р.т.мин}}$  – верхний и нижний пределы токов, отключаемых разрядником;  $I_{\text{к.макс}}$  – сверхпереходной ток КЗ, умноженный на коэффициент  $k$  ( $k = 1,3$ ), учитывающий апериодическую составляющую тока КЗ.  $I_{\text{к.мин}}$  – сверхпереходной ток КЗ без учета апериодической составляющей в минимальном режиме работы системы электроснабжения (при частичном отключении генераторов, трансформаторов и линий).

Технические характеристики разрядников см. [9, с.364].

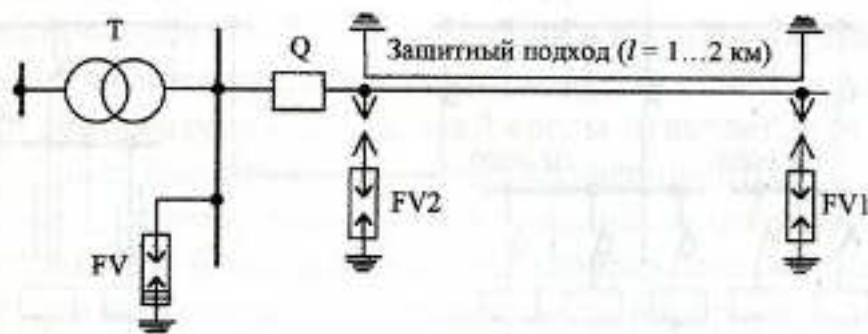


Рис. 9.4. Схема защиты подстанции 35 – 110 кВ

На рис. 9.4 изображена нормальная схема защиты подстанции 35 – 110 кВ. Для предотвращения прямого удара молнии в линию без троса линейные подходы на участке до 2 км защищают тросовыми молниеотводами. В начале защищенного подхода устанавливают трубчатый разрядник  $FV1$  для ограничения амплитуды набегающих волн, движущихся к подстанции, до безопасного для вентильного разрядника  $FV$  значения. Разрядник  $FV2$  является резервным он предназначен для защиты линейных вводов и самого выключателя  $Q$  при его отключенном положении, когда волна отражается с удвоенной энергией.

На линиях с металлическими и железобетонными опорами, имеющих, как правило, тросовую защиту по всей длине линии, разрядник  $FV1$  не устанавливают.

## 10. РАСЧЕТ НИЗОВОЛЬТНОЙ СИЛОВОЙ СЕТИ

### 10.1. СХЕМЫ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ

Электрические сети напряжением ниже 1000 В условно делят на *питающие* и *распределительные*. Питающие сети это сети, отходящие непосредственно от РУ подстанций к первичным силовым пунктам и щитам. Распределительные сети это сети, отходящие от пунктов, щитов или шинпроводов непосредственно к электроприемникам.

Схемы сетей могут быть *радиальными* и *магистральными* – с односторонним или двусторонним питанием. При питании радиальной линией электрическая нагрузка присоединяется только в конце линии от точки питания. (Типичными примерами применения радиальных схем являются сети насосных или компрессорных станций, сети взрыво- и пожароопасных производств.) Радиальные распределительные сети выполняются в основном с применением распределительных пунктов или щитов и шкафов станций управления (рис. 10.1).

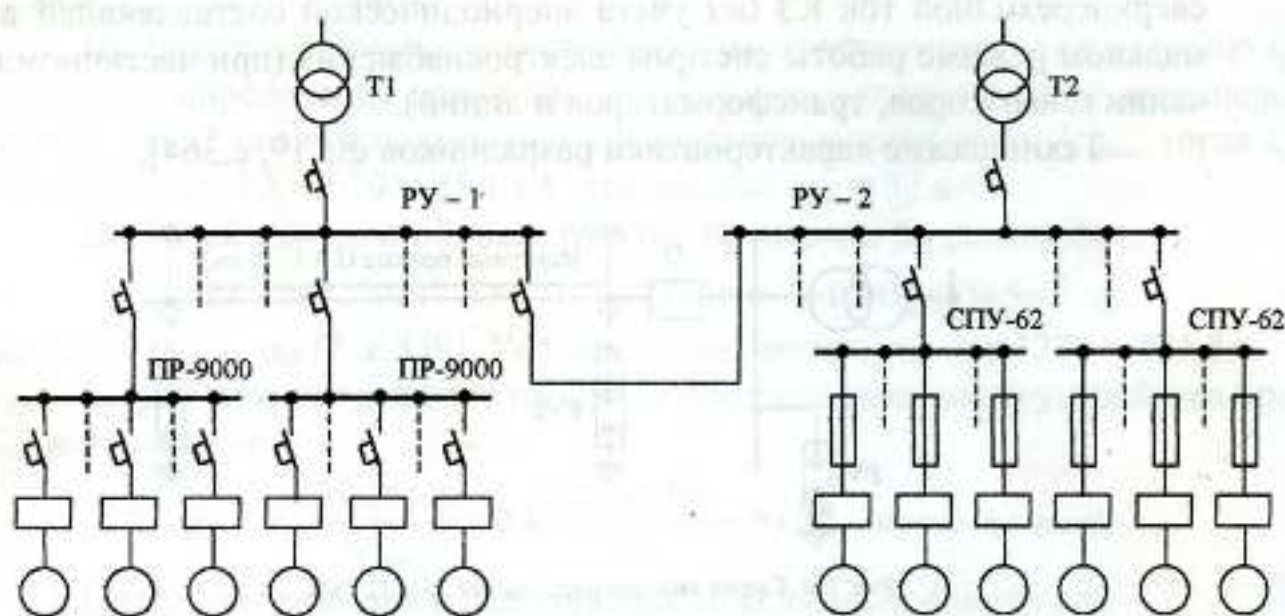


Рис. 10.1. Пример радиальной схемы распределения электроэнергии.

При питании магистральной линией отдельные нагрузки присоединяются на всем ее протяжении. Магистральные схемы в основном применяют при равномерном распределении нагрузки по площади цеха (рис. 10.2): Если электроэнергия от подстанции распределяется по схеме блока «трансформатор – магистраль», то не требуется установка распределительного щита, что упрощает и удешевляет сооружение цеховой подстанции. При магистральных схемах, выполненных шинпроводами ШМА и ШРА, перемещение технологического оборудования не вызывает переделок сети.

Магистральная схема менее надежна, чем радиальная, так как при исчезновении напряжения на магистрали все подключенные к ней электроприемники теряют питание. Две магистрали, подключенные к различным

источникам питания или к различным секциям РУ подстанции и имеющие перемычку, образуют *кольцевую* схему питания.

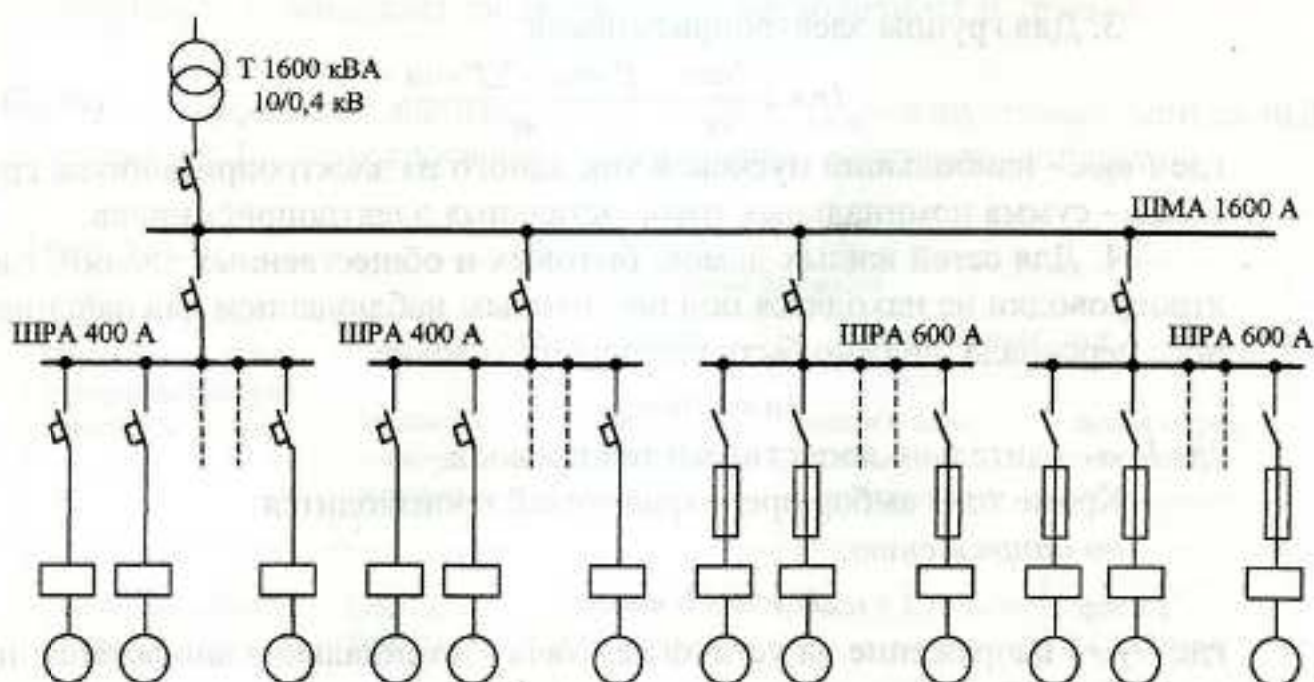


Рис. 10.2. Пример магистральной схемы распределения электроэнергии

## 10.2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ НИЗКОВОЛЬТНЫХ СИЛОВЫХ СЕТЕЙ

Сечения проводов и кабелей питающих и распределительных силовых сетей выбирают по максимальному расчетному току, исходя из условий нагревания. Если температура окружающей среды отличается от расчетной на 10%, то необходимо вводить поправочные коэффициенты.

Кроме того, сечение проводников длинных и нагруженных участков силовых сетей должны быть проверены на потерю напряжения. Потеря напряжения от главного распределительного щита подстанции до самого удаленного электроприемника не должна превышать 5%.

Провода и кабели в нормальном режиме могут испытывать нагрузки значительно превышающие допустимые из-за перегрузок электроприемников, а также при коротких замыканиях. Поэтому электроприемники, так и участки сети должны защищаться предохранителями или автоматами.

### Выбор предохранителей:

1. Для электроприемников не испытывающих больших пусковых токов (лампы накаливания, электронагревательные приборы, асинхронные электродвигатели с фазным ротором и т. п.), плавкая вставка выбирается по рабочему максимальному току:

$$I_{п.в} \geq I_{р.макс.} \quad (10-1)$$

2. Для электроприемников с большими пусковыми токами:

$$I_{п.в} \geq \frac{I_{ном} \cdot k_{п}}{\alpha}, \quad (10-2)$$

где  $I_{ном}$  - номинальный ток электроприемника,  $k_{п}$  - кратность пускового тока,  $\alpha$  - коэффициент кратковременной тепловой перегрузки плавкой вставки,

который принимается: для двигателей, пускаемых в холостую – 2,5; для двигателей, пускаемых под нагрузкой - 1,6...2,0; для сварочных аппаратов контактной сварки - 1,6.

3. Для группы электроприёмников:

$$I_{п.в} \geq \frac{I_{пик}}{\alpha} = \frac{I'_{пуск} + \sum I'_{ном}}{\alpha}, \quad (10-3)$$

где  $I'_{пуск}$  - наибольший пусковой ток одного из электроприёмников группы;  $\sum I'_{ном}$  - сумма номинальных токов остальных электроприёмников.

4. Для сетей жилых домов, бытовых и общественных зданий, где электропроводки не находятся под постоянным наблюдением квалифицированного персонала, должно быть выполнено условие:

$$I_{п.в} \leq I_{доп},$$

где  $I_{доп}$  - длительно допустимый ток провода,

Кроме того выбор предохранителей производится:  
по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

где  $U_{уст}$  - напряжение на установке,  $U_{ном}$  - номинальное напряжение предохранителя.

по току предохранителя (основания):

$$I_{р.макс} \leq I_{ном},$$

по току отключения:

$$I'' \leq I_{н.откл},$$

где  $I''$  - сверхпереходной ток КЗ,  $I_{н.откл}$  - номинальный ток отключения предохранителем.

Каталожные данные предохранителей см. [7, с. 139].

#### Выбор автоматических выключателей.

Автоматы имеют преимущество перед предохранителями, которое заключается в том, что при повреждении или перегрузке в любой из фаз автомат полностью отключает электроприемник от сети, тогда как предохранитель может расплавиться только в одной фазе, а это может привести электроприемник, работающий на двух фазах, к выходу из строя. Кроме того автоматы надежно защищают электроприемники от КЗ (электромагнитный расцепитель) и от перегрузки (тепловой расцепитель).

Выбор тепловых и электромагнитных расцепителей для защиты электроприёмников в осветительных и силовых сетях приведены в табл. 10.1.

Каталожные данные автоматов см. [7, с. 146... 153].

#### Выбор магнитных пускателей.

Выбор производится исходя из номинального напряжения, номинального тока пускателя и необходимого числа блок-контактов, а также с учетом вида исполнения магнитного пускателя. Номинальный ток пускателя можно не определять, т. к. в каталогах на пускатели часто указывается максимальная мощность двигателя для данного типа пускателя см. табл. П. 19 и П. 22.

Сечения проводов, выбранные к электроприемникам, должны проверяться в соответствии с ПУЭ, по условию соответствия выбранному аппарату защиты, т. е. защищает ли автомат или предохранитель провод.

$$I_{\text{доп}} \geq k_3 \cdot I_{3.а},$$

где  $k_3$  - коэффициент защиты, см. [7, с. 163];  $I_{\text{доп}}$  - допустимый длительный ток провода;  $I_{3.а}$  - ток трогания (срабатывания) защитного аппарата.

Таблица 10.1.

Автоматический выключатель с комбинированным расцепителем:	Расчетные формулы			
	Осветительные сети		Силовые сети	
	лампы накаливания и люминисц.	лампы ДРЛ, ДРИ	линии к одиночным э/приемникам	линии к группам электроприемников
тепловой расцепитель	$I_{\text{расц}} \geq I_{\text{р.макс}}$	$I_{\text{расц}} \geq 1,3 I_{\text{р.макс}}$	$I_{\text{расц}} \geq 1,15 I_{\text{ном}}$	$I_{\text{расц}} \geq 1,1 I_{\text{р.макс}}$
электромагнитный расцепитель	—	—	$I_{\text{расц}} \geq 1,2 I_{\text{пуск}}$	$I_{\text{расц}} \geq 1,2(I_{\text{пуск}} + \sum I_{\text{ном}})$

Для трехфазной линии потеря напряжения может быть определена по формулам:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} I L (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \text{ или } \Delta U\% = \frac{10^5}{U_{\text{ном}}^2} P L (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi),$$

где  $I$  - ток нагрузки, А;  $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, В;  $P$  - мощность, передаваемая по линии, кВт;  $r_0$  и  $x_0$  - активное и индуктивное сопротивления линии на 1 км длины, Ом/км;  $L$  - длина линии, км;  $\cos \varphi$  - коэффициент мощности нагрузки.

#### ПРИМЕР 10.1.

Выбрать плавкую вставку к двигателю с пуском без нагрузки. Исходные данные:  $P_{\text{ном.д}} = 14$  кВт;  $U_{\text{ном}} = 380$  В; кратность пускового тока  $k_{п} = 7$ ;  $\cos \varphi = 0,9$ ; кпд  $\eta = 0,89$ .

Решение. Номинальный ток двигателя:

$$I_{\text{ном.д}} = \frac{P_{\text{ном.д}} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{14 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9 \cdot 0,89} = 26,6 \text{ А}$$

По току двигателя выбираем провод типа АПВ-3×4, проложенный в трубе,  $I_{\text{доп}} = 28$  А (табл. П. 21).

Ток плавкой вставки:

$$I_{\text{п.в}} \geq \frac{k_{п} \cdot I_{\text{ном.д}}}{2,5} = \frac{7 \cdot 26,6}{2,5} = 74,5 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ПН2-100 с плавкой вставкой  $I_{\text{ном.в.}} = 80 \text{ А}$  (ПН2-100/80) [7, с. 139].

Проверяем сечение провода на соответствие току плавкой вставки:

а) Защита от перегрузки не требуется, коэффициент защиты  $k_z = 0,33$  [7, с. 163]; тогда

$$k_z \cdot I_{\text{ном.в.}} = 0,33 \cdot 80 = 26,4 \text{ А.}$$

Поскольку  $I_{\text{доп}} = 28 \text{ А} > 26,4 \text{ А}$ , следовательно сечение провода и ток плавкой вставки выбраны правильно.

б) Защита от перегрузки необходима,  $k_z = 1,0$  [7, с. 163], тогда

$$k_z \cdot I_{\text{ном.в.}} = 1 \cdot 80 = 80 \text{ А,}$$

что превышает  $I_{\text{доп}} = 28 \text{ А}$ , следовательно принятое сечение провода не может быть защищено выбранным предохранителем, увеличиваем сечение провода и принимаем АПВ 3×25,  $I_{\text{доп.}} = 80 \text{ А}$ . Так как  $80 = 80$ , то предохранитель защищает двигатель и питающие провода.

### ПРИМЕР 10.2.

Выбрать плавкую вставку для металлообрабатывающего станка, имеющего многодвигательный привод, у которого:

$P_{\text{ном.д.1}} = 10 \text{ кВт}$ ,  $I_{\text{ном}} = 19,4 \text{ А}$ ,  $I_{\text{пуск}} = 136 \text{ А}$ ;  $P_{\text{ном.д.2}} = 1,1 \text{ кВт}$ ,  $I_{\text{ном}} = 2,7 \text{ А}$ ,  $I_{\text{пуск}} = 18,9 \text{ А}$ ;  $P_{\text{ном.д.3}} = 0,125 \text{ кВт}$ ,  $I_{\text{ном}} = 0,25 \text{ А}$ .

Напряжение сети  $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$ .

*Решение.*

Выбираем провод АПВ-3×4, проложенный в трубе,  $I_{\text{доп}} = 28 \text{ А}$  (табл. П. 21).

Пиковый ток:  $I_{\text{пик}} = I'_{\text{пуск}} + \Sigma I'_{\text{ном}} = 136 + 2,7 + 0,25 = 138,9 \text{ А}$ .

Ток плавкой вставки:

$$I_{\text{пв}} \geq \frac{I_{\text{пик}}}{\alpha} = \frac{138,9}{2,5} = 55,5 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель НПН-60М с номинальным током плавкой вставки  $I_{\text{ном.в.}} = 60 \text{ А}$  [7, с.139].

Проверяем сечение провода на соответствие току плавкой вставки при условии защиты сети от перегрузки,  $k_z = 1,0$  [7, с. 163].

$$k_z \cdot I_{\text{ном.в.}} = 1 \cdot 60 = 60 \text{ А,}$$

что превышает  $I_{\text{доп}} = 28 \text{ А}$ , следовательно принятое сечение провода не может быть защищено выбранным предохранителем, увеличиваем сечение провода до 16мм с  $I_{\text{доп}} = 60 \text{ А}$ . Так как  $60 = 60$ , то окончательно принимаем провод АПВ 3×16.

### ПРИМЕР 10.3.

Выбрать плавкую вставку и провод для сварочного трансформатора СТН-500,  $S_{\text{пасп}} = 32 \text{ кВА}$ ,  $\text{ПВ}_{\text{пасп}} = 65\%$ ,  $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$ .

*Решение.* Номинальный ток трансформатора при номинальном ПВ:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{32 \cdot 1000}{380} = 84 \text{ А}$$



Ток плавкой вставки:

$$I_{п.в} \geq 1,2 \cdot I_{ном} \cdot \sqrt{ПВ_{пасп}} = 1,2 \cdot 84,4 \cdot \sqrt{0,65} = 81 \text{ А.}$$

Принимаем плавкую вставку  $I_{ном.в} = 100 \text{ А}$  и устанавливаем предохранитель ПН-2-100/100 [7, с. 139].

Для выбора сечения проводов определим расчетный ток:

$$I_{р.макс} = \frac{I_{ном} \cdot \sqrt{ПВ_{пасп}}}{0,875} = \frac{84 \cdot \sqrt{0,65}}{0,875} = 77,4 \text{ А,}$$

где  $1/0,875$ - коэффициент, увеличивающий допустимый ток провода сечением более  $10 \text{ мм}^2$  для медных проводов и более  $16 \text{ мм}^2$  для алюминиевых в соответствии с ПУЭ.

Так как сварочный трансформатор СТН-500 – передвижной электроприемник, то для его питания принимаем двухжильный шланговый кабель КРПСТ сечением  $16 \text{ мм}^2$  с  $I_{доп} = 95 \text{ А}$  (табл. П. 21) т.е.  $95 > 77,4$ .

Проверяем принятое сечение на соответствие номинальному току плавкой вставки. По [7, с. 163]  $I_{доп} \geq k_3 \cdot I_{ном.в} = 0,33 \cdot 100 = 33 \text{ А}$ ;  $100 > 33$ .

Таким образом, окончательно принимаем кабель КРПСТ (2×16) + (1×10). Третья жила кабеля используется в качестве заземляющего проводника.

#### ПРИМЕР 10.4.

Выбрать плавкую вставку предохранителя и провод для электроплиты ПСЭ-4П, имеющей  $P_{ном} = 18,5 \text{ кВт}$  и  $\cos \phi = 1$ . Плита установлена в столовой и подключена к сети 380/220 В.

*Решение.* Расчетный ток:

$$I_{р.макс} = \frac{1,2 P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \cdot \cos \phi} = \frac{1,2 \cdot 18,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 1} = 33,6 \text{ А.}$$

Здесь 1,2 – коэффициент, учитывающий неравномерную нагрузку по фазам при частичном отключении секций.

Ток плавкой вставки  $I_{п.в} \geq I_{р.макс} = 33,6 \text{ А}$ .

Принимаем плавкую вставку с номинальным током  $I_{ном.в} = 40 \text{ А}$  и устанавливаем предохранитель ПН-2-100/40 [7, с. 139].

По расчетному току выбираем провод марки АПВ 3 (1×10) + (1×6),  $I_{доп} = 47 \text{ А}$  (табл. П. 21).

Так как столовая относится к общественным зданиям, то кроме защиты от КЗ должна быть предусмотрена защита от перегрузки и согласно [7, с. 163] должно выполняться следующее соотношение:  $I_{доп} \geq 1,25 I_{п.в} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ А}$ . Этому условию удовлетворяет провод марки АПВ 3 (1×16) + (1×10) с  $I_{доп} = 60 \text{ А}$ , который и принимаем к установке.

#### ПРИМЕР 10.5.

Выбрать автомат для защиты электродвигателя, если  $P_{ном} = 14 \text{ кВт}$ ,  $I_{ном.д} = 26,6 \text{ А}$ , кратность пускового тока  $k_{п} = 7$ .

*Решение.* По [7, с. 152] предлагаем к установке автомат АЕ 2046 с номинальным током 63 А.

Определяем ток теплового расцепителя автомата:  $I_{расц} \geq 1,15 \cdot I_{р.макс} = 1,15 \cdot I_{ном.д} = 1,15 \cdot 26,6 = 30,6$  А. Принимаем номинальный ток теплового расцепителя  $I_{ном.т} = 31,5$  А. Уставка электромагнитного расцепителя для этого автомата  $I_{уст.э} = 12 \cdot I_{ном.т}$

Проверяем, не отключится ли автомат при пуске электродвигателя:  $1,2 \cdot I_{пуск} \leq I_{уст.э} = 1,2 \cdot 7 \cdot 26,6 = 223,4 < 12 \cdot 31,5 = 378$  А. Условие выполняется.

По номинальному току двигателя выбираем провод типа АПВ 3×4 с током  $I_{доп} = 28$  А (табл. П. 21). Проводка выполнена проводом в трубах.

Проверяем сечение провода на соответствие току выбранного расцепителя. По [7, с. 163]  $I_{доп} \geq k_3 \cdot I_{ном.т} = 1 \cdot 31,5 = 31,5$  А, т. к.  $28 < 31,5$  то условие не выполняется то выбираем провод большего сечения. Окончательно принимаем провод АПВ 3×6 с  $I_{доп} = 32$  А.

#### ПРИМЕР 10.6.

Выбрать автомат и провод для металлорежущего станка, имеющего многодвигательный привод, включающий в себя главный двигатель привода 4А132М4У3, у которого  $P_n = 11$  кВт,  $I_n = 22$  А,  $I_{пуск} = 165$  А; вспомогательный двигатель 4А80А4У3, у которого  $P_n = 1,1$  кВт,  $I_n = 2,7$  А,  $I_{пуск} = 13,5$  А. и двигатель насоса охлаждения 4АА56А4У3, у которого  $P_n = 0,12$  кВт,  $I_n = 0,4$  А,  $I_{пуск} = 1,4$  А. Проводка выполнена проводом в трубах.

*Решение.* Определяем расчетный ток линии, питающей двигатель:

$$I_{р.макс} = \Sigma I_{ном} = 22 + 2,7 + 0,4 = 25,1 \text{ А.}$$

Расчетный ток теплового расцепителя автомата:  $I_{расц.т} \geq 1,15 \cdot I_{р.макс} = 1,15 \cdot I_{р.макс} = 1,15 \cdot 25,1 = 28,7$  А.

Предлагаем к установке автомат АЕ 2046 [7, с. 152] с номинальным током 63 А. Принимаем номинальный ток теплового расцепителя  $I_{ном.т} = 31,5$  А. Уставка электромагнитного расцепителя для этого автомата  $I_{уст.э} = 12 \cdot I_{ном.т} = 12 \cdot 31,5 = 378$  А.

Проверяем автомат на отстройку от пикового тока при пуске наиболее мощного двигателя по условию:  $I_{уст.э} \geq 1,2 I_{пик}$  или  $378 > 1,2 \cdot 168,1 = 202$  А.

Пиковый ток  $I_{пик} = I_{пуск} + \Sigma I_{ном.ост.} = 165 + 2,7 + 0,4 = 168,1$  А.

По расчетному току линии выбираем провод типа АПВ 3×4 с током  $I_{доп} = 28$  А (табл. П. 21).

Проверяем сечение провода на соответствие току выбранного расцепителя. По [7, с. 163]  $I_{доп} \geq k_3 \cdot I_{ном.т} = 1 \cdot 31,5 = 31,5$  А, т. к.  $28 < 31,5$  то условие не выполняется то выбираем провод большего сечения. Окончательно принимаем провод АПВ 3×6 с  $I_{доп} = 32$  А.

#### ПРИМЕР 10.7.

Выбрать провод и автомат для защиты групповой четырёхпроводной осветительной сети  $U_{ном} = 380/220$  В с установленной мощностью люминесцентных ламп  $P_y = 6$  кВт. Проводка выполнена проводом в трубах.

Расчетный ток группы:

$$I_{p.макс} = \frac{P_y}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{6 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.9} = 10,1 \text{ А.}$$

Расчетный ток теплового расцепителя автомата:  $I_{расц} \geq I_{p.макс} = 10,1 \text{ А}$ .  
Принимаем автомат АЕ 2036-25/12,5 с номинальным током теплового расцепителя  $I_{ном.т} = 12,5 \text{ А}$  [7, с. 153].

По расчетному току выбираем провод АПВ 4×2 с  $I_{доп} = 15 \text{ А}$  (П. 21).

Проверяем сечение провода на соответствие току выбранного расцепителя.

$$I_{ном.т} \leq I_{доп} \text{ или } 12,5 < 15 \text{ А.}$$

Так как условие выполняется, то окончательно принимаем провод АПВ 4×2.

### ПРИМЕР 10.8

От РУ 0,4 кВ предприятия питаются два силовых распределительных пункта (рис. 10.1), к которым подключены электродвигатели, данные о которых приведены в таблице 10. 2. Все электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором (с кратностью пускового тока  $k_{ст} = 7$ ). Условия пуска легкие, режим работы длительный.

Помещения, в которых установлены электродвигатели невзрыво- и непожароопасные. Силовая сеть выполнена проводом в стальных трубах.

Рассчитать и выбрать сечения проводников силовой сети и выбрать защитные аппараты.

*Решение:*

Определяем номинальные токи двигателей и заполняем табл. 10. 2

$$I_{но1} = \frac{P_{н1} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{л} \cdot \cos \varphi_{н1} \cdot \eta_{кл}} = \frac{7,5 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,87 \cdot 0,88} = 14,9 \text{ А;}$$

$$I_{но2} = 41,3 \text{ А; } I_{но3} = 19,7 \text{ А; } I_{но4} = 6,5 \text{ А; } I_{но5} = 11,1 \text{ А; } I_{но6} = 25,2 \text{ А; } I_{но7} = 19,7 \text{ А; } I_{но8} = 8,3 \text{ А}$$

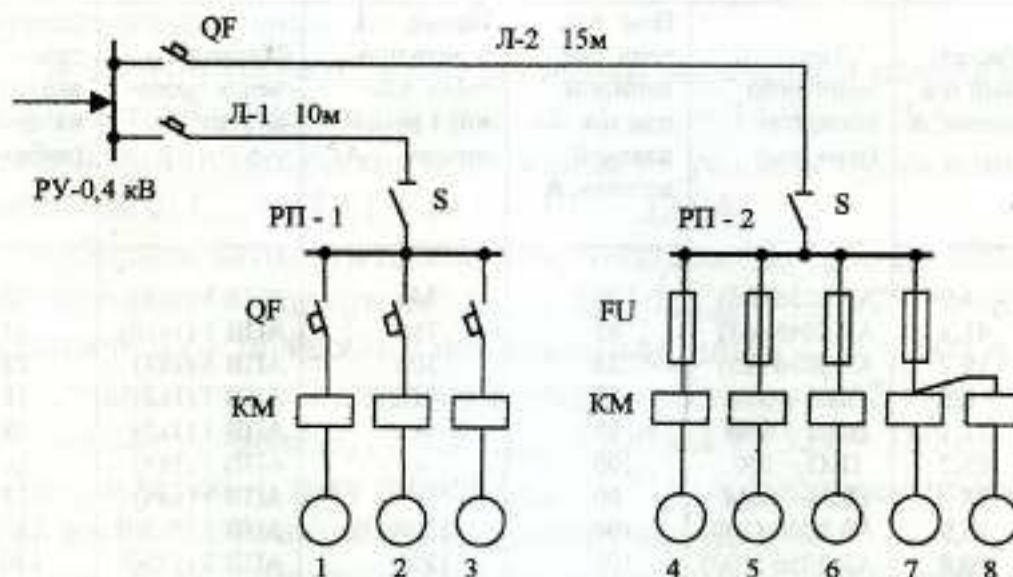


Рис. 10.1. Схема к примеру 10.8

Таблица 10.2. Основные параметры электроприемников к примеру 10.8

№№ ЭДВ	Номинал. мощность, Рн, кВт	Номинал. кпд, η	Номинал. коэффци. мощности, cos φн	Номинал. ток ЭДВ, Инд, А	Iпуск = кп·Инд, А
1	7,5	0,88	0,87	14,9	104,3
2	22,0	0,90	0,90	41,3	289,1
3	10,0	0,89	0,88	19,7	137,9
4	3,0	0,83	0,84	6,5	45,5
5	5,5	0,88	0,86	11,1	77,7
6	13,0	0,88	0,89	25,2	176,4
7	10,0	0,89	0,88	19,7	137,9
8	4,0	0,86	0,85	8,3	58,1

### Линия к электродвигателю 1.

По расчетному току линии равному номинальному току электродвигателя  $I_{н.д1} = 14,9$  А, выбираем автоматический выключатель АЕ 2036 на 25 А [7, с. 152], с тепловым расцепителем  $I_{расц.т} \geq 1,15 I_{н.д1} = 1,15 \cdot 14,9 = 17,1$  А. Принимаем номинальный ток теплового расцепителя  $I_{ном.т} = 20$  А.

Уставка электромагнитного расцепителя:  $I_{уст.э} = 12 \cdot 20 = 240$  А, что удовлетворяет условию  $I_{уст.э} \geq 1,2 I_{пуск}$ ;  $240 > 1,2 \cdot 104,3 = 125$  А. Здесь 12 – уставка по току срабатывания в зоне токов КЗ, кратная  $I_{ном.т}$ .

По току электродвигателя  $I_{н.д1} = 14,9$  А и условиям прокладки (в трубах) выбираем одножильные провода с алюминиевыми жилами марки АПВ сечением  $2 \text{ мм}^2$ , [7, с. 510] для которых допустимая токовая нагрузка составляет  $I_d = 18$  А.

Проверяем выбранное сечение провода на соответствие току выбранного теплового расцепителя по условию:  $I_d \geq k_3 \cdot I_{ном.т} = 1 \cdot 20 = 20$ , где коэффициент защиты  $k_3 = 1$  [7, с. 163]. Так как  $18 < 20$ , то условие не выполняется, поэтому принимаем провод большего сечения –  $3 \text{ мм}^2$  с допустимой токовой нагрузкой  $I_d = 22$  А.

Аналогичные расчеты выполнены для электродвигателей 2 и 3, а результаты расчетов сведены в табл. 10.3.

Таблица 10.3. Результаты расчетов

№№ ЭДВ и линий	Расчетный ток линии, А	Тип защитного аппарата (ном. ток)	Ном. ток тепл. расцепителя или ток плавкой вставки, А	Номинал. ток мгновенного(эл. магнит.) расцепителя, А	Марка и сечение провода, мм <sup>2</sup>	Допустимая токовая нагрузка на провод (кабель), А
1	14,9	АЕ 2036 (25)	20	240	АПВ 3 (1x3)	22
2	41,3	АЕ 2046 (63)	63	756	АПВ 3 (1x10)	47
3	19,7	АЕ 2036 (25)	25	300	АПВ 3 (1x3)	22
4	6,5	НПН – 60М	20	-	АПВ 3 (1x2)	18
5	11,1	НПН – 60М	35	-	АПВ 3 (1x2)	18
6	25,2	ПН2 – 100	100	-	АПВ 3 (1x4)	28
7,8	28	НПН – 60М	60	-	АПВ 3 (1x4)	28
Л1	75,9	АЕ 2056 (100)	100	1200	АПВ 3 (1x50)	130
Л2	70,8	АЕ 2056 (100)	100	1200	АПВ 3 (1x50)	130

*Линия к электродвигателю 4.*

Ток плавкой вставки выбираем исходя из условия см. формулу (10-2):

$$I_{\text{пв}} \geq \frac{I_{\text{н.д4}} \cdot k_n}{\alpha} = \frac{6,5 \cdot 7}{2,5} = 18,2 \text{ А.}$$

Принимаем ближайшую плавкую вставку с номинальным током  $I_{\text{н.вст}} = 20 \text{ А}$  и предохранитель типа НПН – 60М [7, с. 139].

По току электродвигателя  $I_{\text{н.д4}} = 6,5 \text{ А}$  и условиям прокладки выбираем одножильные провода с алюминиевыми жилами марки АПВ сечением  $2 \text{ мм}^2$  [7, с. 510], исходя из условий механической прочности, с допустимой токовой нагрузкой  $I_{\text{д}} = 18 \text{ А}$ .

Проверяем выбранное сечение провода на соответствие току выбранной плавкой вставки по условию:  $I_{\text{д}} \geq k_3 \cdot I_{\text{н.вст}} = 0,33 \cdot 20 = 6,6$ , где коэффициент защиты  $k_3 = 0,33$  [7, с. 163], так как  $18 > 6,6$  то условие выполняется.

*Линия к электродвигателям 7 и 8*

Расчетный ток линии определяем как сумму номинальных токов двигателей 7 и 8:  $I_{\text{р.макс}} = 19,7 + 8,3 = 28 \text{ А}$ . По току линии  $I_{\text{р.макс}} = 28 \text{ А}$  выбираем одножильные провода с алюминиевыми жилами АПВ сечением  $4 \text{ мм}^2$ , для которых допустимая токовая нагрузка составляет  $I_{\text{д}} = 28 \text{ А}$ .

Ток плавкой вставки выбираем исходя из условия см. формулу (10-3):

$$I_{\text{пв}} \geq \frac{I'_{\text{пуск}} + \Sigma I'_{\text{дл}}}{2,5} = \frac{137 + 8,3}{2,5} = 58,2 \text{ А.}$$

Принимаем ближайшую плавкую вставку с номинальным током  $I_{\text{н.вст}} = 60 \text{ А}$  и предохранитель типа НПН-60М.

Проверяем выбранное сечение провода на соответствие току выбранной плавкой вставки по условию:  $I_{\text{д}} \geq k_3 \cdot I_{\text{н.вст}} = 0,33 \cdot 60 = 19,8$ , где коэффициент защиты  $k_3 = 0,33$  [7, с. 163]. Так как  $28 > 19,8$ , то условие выполняется.

Аналогичные расчеты выполнены для линий к электродвигателям 5 и 6, а результаты расчетов сведены в табл. 10.3.

*Питающая линия Л – 1.*

Расчетную токовую нагрузку линии определяем исходя из суммы номинальных токов двигателей группы:  $I_{\text{р.макс}} = 14,9 + 41,3 + 19,7 = 75,9 \text{ А}$ , а максимальный пусковой ток определяем из условия пуска наиболее мощного двигателя 2:  $I_{\text{пуск}} = 289,1 + 14,9 + 19,7 = 324 \text{ А}$ .

Выбираем автоматический выключатель АЕ 2056 на 100А [7, с. 152] с током теплового расцепителя:  $I_{\text{расц}} \geq 1,15 \cdot I_{\text{р.макс}} = 1,15 \cdot 75,9 = 87,3 \text{ А}$ ; Принимаем тепловой расцепитель с номинальным током  $I_{\text{ном.т}} = 100 \text{ А}$ .

Уставка электромагнитного расцепителя  $I_{\text{у.э}} = 12 \cdot 100 = 1200 \text{ А}$ , что удовлетворяет условию  $I_{\text{у.э}} \geq 1,2 I_{\text{пуск}}$ ;  $1200 > 1,2 \cdot 324 = 389 \text{ А}$ .

По расчетному току линии  $I_{\text{р.макс}} = 75,9 \text{ А}$  выбираем провод АПВ сечением  $25 \text{ мм}^2$  с допустимой токовой нагрузкой  $I_{\text{д}} = 80 \text{ А}$ .

Проверяем выбранное сечение провода на соответствие току выбранного теплового расцепителя по условию:  $I_{\text{д}} \geq k_3 I_{\text{ном.т}} = 1 \cdot 100 = 100$ ;  $80 < 100$ . Ус-

Данные питающей сети		
Шкаф (шинопровод)	Тип, номин. ток	
	Ввод	
Ток распределителя		
Автомат, предохранит.	Номинальный ток, А	
	Ток пл. вставки, номин. ток расц.	
Марка и сечение провода		
Длина участка сети, м		
Магнитный пускатель, тип, уставка теплового реле, А		
Марка и сечение провода		
Длина участка сети, м		
Маркировка электроприемника по плану		
Электр. приемник	Тип	
	Номин. мощность, кВт	
	Ток, А	Ином Ипуск
Наименование механизма		

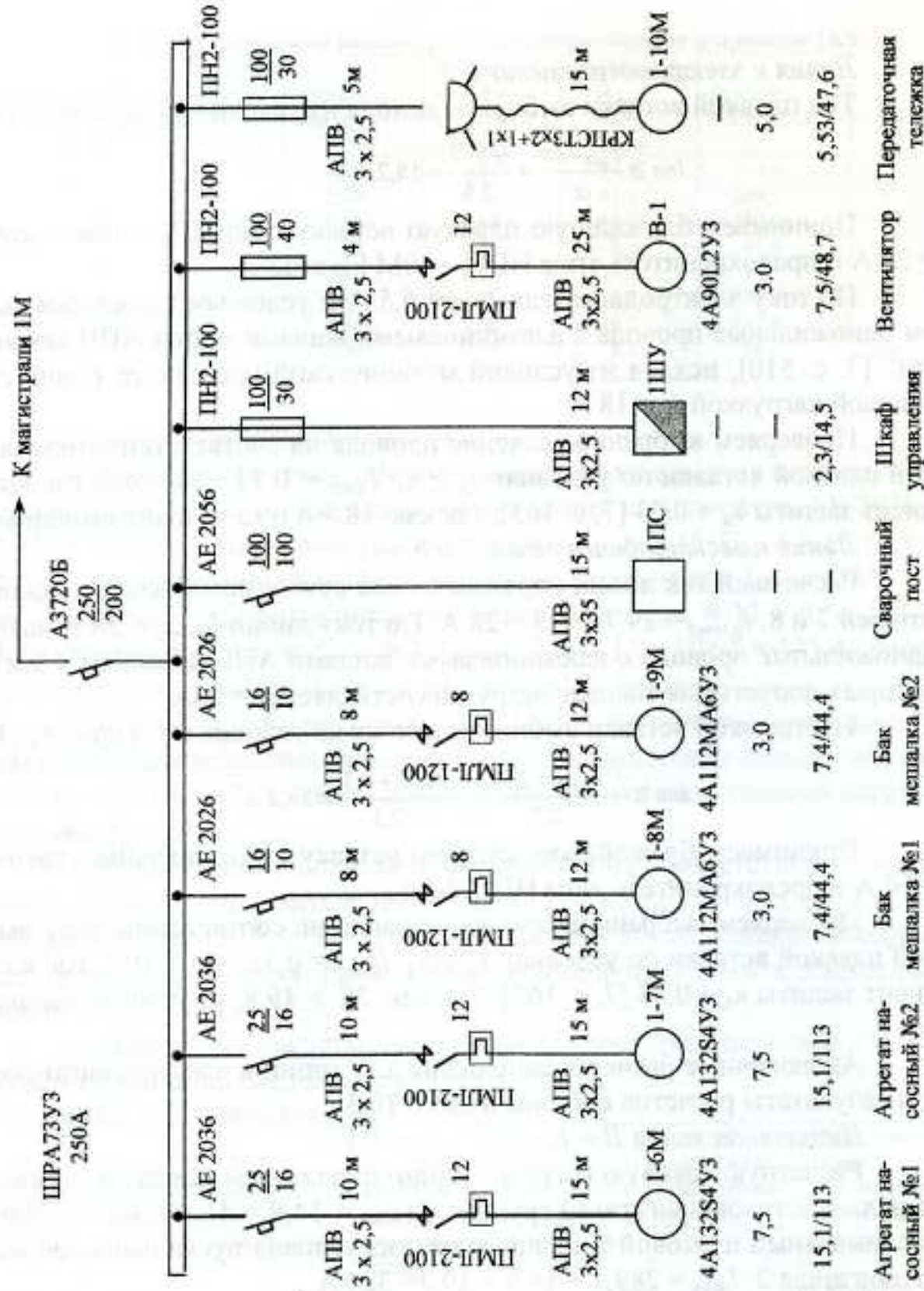


Рис. 10. 4. Расчетная электрическая схема силовой сети (образец заполнения).

ловие не выполняется, поэтому принимаем провод сечением  $50 \text{ мм}^2$  с допустимой токовой нагрузкой  $I_d = 130 \text{ А}$ .

Аналогичные расчеты проводим для питающей линии Л – 2. На этом расчет сети заканчивается. По потере напряжения данную сеть можно не проверять, так как длины линий незначительны.

## 11. РАСЧЕТ ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Расчет такой сети заключается в определении сечения проводников на каждом её участке. Выбор сечения проводов осветительной сети производится с учетом следующих требований:

1) Расчетные токи не должны превышать длительно допустимых для принятых проводников и их сечений при заданном способе прокладки. Расчет сети на удовлетворении этому требованию называется *расчетом по токам нагрузки*.

2) Напряжение у последнего светильника не должно снижаться ниже допустимого предела. Согласно ГОСТ отклонение напряжения в сети рабочего электрического освещения допускается в пределах от  $-2,5$  до  $+5\%$  от номинального. Определение сечения линии, удовлетворяющего этому требованию, называется *расчетом по потере напряжения*.

3) *Механическая прочность* проводников должна соответствовать принятому способу их прокладки. Наименьшие сечения проводников, обеспечивающих их механическую прочность при разных способах прокладки приведены в таблице П. 6.

### ПРИМЕР 11.1.

Расчитать по току нагрузки сеть, питающую осветительную установку производственного здания, в котором установлено 130 светильников с люминесцентными лампами  $2 \times 80 \text{ Вт}$ . Напряжение сети  $380/220 \text{ В}$ . Питающая сеть выполнена по четырехпроводной системе проводом с алюминиевыми жилами, с резиновой изоляцией проложенным в стальной трубе.

Определяем установленную номинальную мощность освещения

$$P_n = 160 \cdot 1,2 \cdot 130 = 25000 \text{ Вт} = 25 \text{ кВт},$$

где  $1,2$  – коэффициент, учитывающий мощность, теряемую в пуско-регулирующих аппаратах.

Расчетная или потребляемая мощность

$$P_m = k_c \cdot P_n = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ кВт},$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса на освещение [7, с. 100].

Расчетный ток в линии, при  $\cos\varphi = 0,9$

$$I_{p.m} = \frac{P_m}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{21,25}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 35,9 \text{ А}$$

По таблице П. 21 ближайший больший допустимый ток  $37 \text{ А}$  для случая прокладки четырех проводов в одной трубе. Этому току соответствует сечение  $8 \text{ мм}^2$ , которое и должно быть принято в питающей сети, рассчитываемой по току нагрузки.

ПРИМЕР 11.2.

Расчитать питающую линию от ТП до группового щитка. Напряжение сети 380/220 В. Линия четырехпроводная, выполненная проводами с алюминиевыми жилами. Расчетная нагрузка на щитке 30 кВт. Потеря напряжения в линии не должна превышать 2%. Длина линии 25 м.

Из [7, с. 178] коэффициент  $c = 46$ , тогда сечение провода:

$$S = \frac{P_M \cdot L}{c \cdot \Delta U \%} = \frac{30 \cdot 25}{46 \cdot 2} = 8,15 \text{ мм}^2$$

Ближайшим большим сечением является сечение  $10 \text{ мм}^2$ , которое и следует принять. При таком сечении потеря напряжения в линии определяется из уравнения:

$$\Delta U = \frac{P_M \cdot L}{c \cdot s} = \frac{30 \cdot 25}{46 \cdot 10} = 1,5\%$$

Рассмотрим пример в случае нескольких нагрузок на линии.

ПРИМЕР 11.3.

На рис. 11.1 представлена питающая сеть с тремя групповыми осветительными щитками. Расчетные мощности на щитках обозначены  $P_1, P_2, P_3$  в кВт, длины участков сети  $L_1, L_2, L_3$  в метрах. Коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,95$ . Питающие линии выполняются проводом марки АПВ.

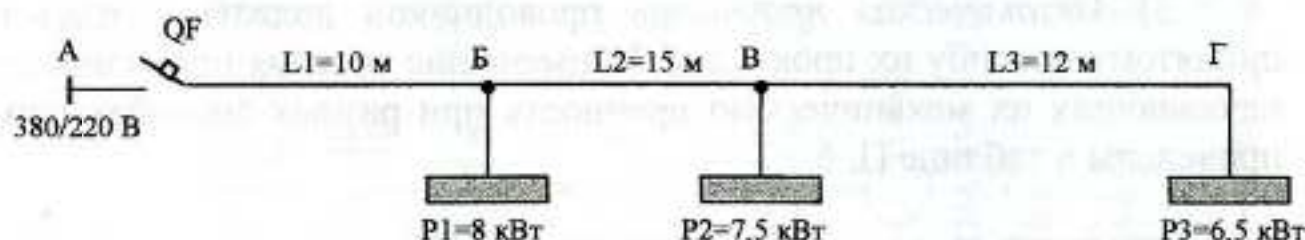


Рис. 11.1. Схема к примеру 11.3

Ток на головном участке АБ

$$I_M = \frac{\Sigma P \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{(8 + 7,5 + 6,5) \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,95} = 35,2 \text{ А}$$

По расчетному максимальному току  $I_M$  для четырех проводов марки АПВ, проложенных в трубе (табл. П. 21) принимаем сечение  $8 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп} = 37 \text{ А}$ . Номинальный ток теплового расцепителя автомата выбираем по условию  $I_{ном.т} \geq I_M$ . По [7, с.152] принимаем автомат АЕ 2046 на номинальный ток 63 А с номинальным током теплового расцепителя  $I_{ном.т} = 40 \text{ А}$ . Проверяем принятое сечение на соответствие току защитного аппарата  $I_{ном.т}$ . Сеть защищается от КЗ ( $k_3 = 1$ ) [7, с.163]  $I_{доп} \geq k_3 \cdot I_{ном.т} = 1 \cdot 40 = 40 \text{ А}$ . Условие не выполняется, так как  $37 < 40$ . Выбираем провод большего сечения  $16 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп} = 55 \text{ А}$ .

Произведем расчет питающей линии на потерю напряжения:



$$\begin{aligned} \Sigma \Delta U \% &= \Delta U_{AB} \% + \Delta U_{BB} \% + \Delta U_{BF} \% \\ \Sigma \Delta U \% &= \frac{P_1 I_1 + P_2 (I_1 + I_2) + P_3 (I_1 + I_2 + I_3)}{c \cdot s} = \\ &= \frac{8 \cdot 10 + 7,5 \cdot 25 + 6,5 \cdot 37}{46 \cdot 16} = 0,7\%, \text{ где } c = 46 [7, \text{с.178}], \end{aligned}$$

что допустимо, следовательно окончательно принимаем провод АПВ 4×16.

## 12. РАСЧЕТ ТРОЛЛЕЙНЫХ ЛИНИЙ

Троллейные линии предназначены для питания с помощью скользящих или катящихся токосъемников передвижных подъемно-транспортных устройств (кранов, тельферов и т. п.)

Троллейные линии крановых установок выполняются, как правило, из угловой стали. Их сечение выбирается по нагреву длительным током нагрузки и проверяется на потерю напряжения. Суммарная допустимая потеря напряжения от источника питания до двигателя крана не должна превышать 12%, распределяясь на потерю напряжения в питающей линии ( $\Delta U_{пл} = 4 \dots 5\%$ ), в главной троллейной линии ( $\Delta U_{тл} = 4 \dots 5\%$ ) и в распределительных сетях крана ( $\Delta U_{кр} = 1 \dots 2\%$ ) [7, с. 188]. При невозможности обеспечения допустимой потери напряжения, особенно при протяженных троллеях, необходимо увеличить сечения троллеев или предусмотреть подпитку троллейной линии с секционированием отдельных её участков.

### ПРИМЕР 12.1.

Выбрать троллеи для двух кранов со средним режимом работы грузоподъемностью 10 и 15 т, оборудованных двигателями (табл. 12.1):

Таблица 12.1

Электродвигатели	1 кран		2 кран	
	Рн, кВт	Ин, А	Рн, кВт	Ин, А
Подъем	30	78	20	52
Тележка	5	13	3	7,8
Мост	17	44,2	10	26
Всего	52	-	33	-

Напряжение сети 380 В. Длина троллеев 150 м. Подвод питания в середине, тогда фактическая длина троллеев  $L_f = 75$  м. Коэффициент мощности всех электроприемников крана  $\cos \varphi = 0,65$ , КПД  $\eta = 0,9$ , кратность пускового тока  $k_n = 3$ .

Определим расчетную максимальную нагрузку двигателей кранов методом коэффициента максимума.

Так как кратность мощностей равна:

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} = \frac{30}{3} = 10 > 3, \text{ то эффективное число ЭП: } n_{э} = \frac{2 \Sigma P_n}{P_{н.макс}} = \frac{2 \cdot 85}{30} \approx 6.$$

По [7, с. 82] для кранов коэффициент использования  $k_n = 0,15$ . По [7, с. 84] при  $k_n = 0,15$  и  $n_p = 6$ , получаем коэффициент максимума  $k_m = 2,5$ .

Средняя нагрузка кранов  $P_{см} = K_n \cdot \Sigma P_n = 0,15 \cdot 85 = 12,75$  кВт.

Максимальная расчетная нагрузка  $P_m = K_m \cdot P_{см} = 2,5 \cdot 12,75 = 31,9$  кВт.

Максимальный расчетный ток:

$$I_m = \frac{P_m}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{31,9}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,65} = 74,6 \text{ А.}$$

По [7, с. 191] подбираем по максимальному расчетному току стальной уголок  $40 \times 40 \times 5$  с  $I_{доп} = 120$  А.

Пиковый ток

$$I_{пик} = I_{пуск} + (I_m - K_u \cdot I_{н.макс}) = 3 \cdot 78 + (74,6 - 0,15 \cdot 78) = 296,9 \text{ А.}$$

Для уголка  $40 \times 40 \times 5$  удельная потеря напряжения см. [7, с. 191], составляет:

$$\Delta e = 8,7 \text{ В/(А} \cdot \text{м)}.$$

Потеря напряжения в троллейной линии

$$\Delta U_m = \frac{\Delta e \cdot I_{пик} \cdot L \phi}{10000} = \frac{8,7 \cdot 269,9 \cdot 75}{10000} = 17,6 \text{ В или } \Delta U_m \% = \frac{\Delta U_m \cdot 100}{U_n} = \frac{17,6 \cdot 100}{380} = 4,6\%,$$

что удовлетворяет допустимым потерям напряжения  $\Delta U_{тл} = 4 \dots 5\%$ .

Питание к троллеям может подводиться отдельной линией от щита подстанции, либо от ближайшего РП, либо от шинпровода. Подвод питания может производиться в любой точке троллейной линии, лучше всего – в её середине. Троллеи ремонтных секций подключаются к основным троллеям через секционные рубильники. При потере напряжения в троллеях выше допустимой производится подпитка их кабелем (проводом в трубе) или подпиточной алюминиевой шиной. На рис. 12.1 приведены варианты подпитки троллейных линий.

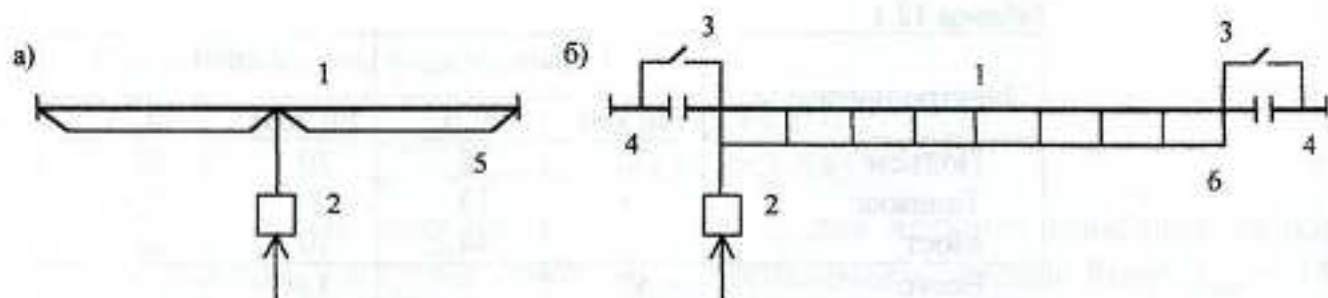


Рис. 12.1. Некоторые схемы питания троллейных линий.

а) – подпитка кабелем или проводом; б) – подпитка алюминиевой шиной.

1 – троллейная линия; 2 – вводной коммутационный аппарат; 3 – секционный рубильник;

4 – троллей ремонтной секции; 5 – подпитка кабелем или проводом; 6 – подпитка алюминиевой шиной.

При расчете потери напряжения в троллеях с подпиткой, потерей напряжения в самих троллеях пренебрегают, определяя только потерю напряжения в подпиточных проводниках.

$$\Delta U \% = \frac{I_{пик} \cdot \rho \cdot L \cdot 100 \sqrt{3}}{s \cdot U},$$

где  $\rho$  — удельное сопротивление проводника (шины), для алюминия  $\rho = 0,033$  мкОм·м;  $L$  — длина плеча троллеев в один конец от точки подключения питания;  $s$  — сечение подпиточного проводника, мм<sup>2</sup>;  $U$  — линейное напряжение сети, В.

## 13. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 13.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В последние годы значительно возросло требование к надежности электроснабжения промышленных предприятий. В связи с этим при построении схемы электроснабжения необходимо предусмотреть выполнение наиболее надежной и простой релейной защиты. Повышение надежности работы релейной защиты и автоматики способствует применению устройств с использованием полупроводников, имеющих ряд преимуществ перед релейно-контакторными устройствами в отношении быстродействия, чувствительности, малого потребления мощности и общей надежности работы.

На линиях с односторонним питанием при отдельной их работе релейная защита обычно устанавливается только на головных участках (со стороны питания). На линиях, отходящих от шин ГПП и цеховых подстанций, предусматривается, как правило, максимальная токовая защита от многофазных замыканий.

На нормально отключенных секционных выключателях предусматривается быстродействующая токовая защита.

Для трансформаторов мощностью менее 1000 кВА в качестве основной защиты применяется максимальная токовая защита, которая ставится только со стороны питания. При выдержке времени максимальной токовой защиты 1с и менее токовая отсечка, как правило, не требуется. Для трансформаторов 1000 кВА и более указанная защита служит для резервирования основных защит трансформатора: газовой, дифференциальной, отсечки.

Для электродвигателей весьма важно, чтобы они не отключались защитой при неопасных ненормальных режимах, так как такие отключения могут иметь массовый характер и нанести большой ущерб промышленности. Релейную защиту электродвигателей напряжением выше 1000 В следует выполнять в соответствии с рекомендациями ПУЭ.

При применении выключателей нагрузки и предохранителей защита от КЗ осуществляется предохранителями типа ПК. При ненормальных режимах и повреждениях, не вызывающих сверхтоков, недопустимых для выключателей нагрузки, защита осуществляется соответствующими реле (токовыми и др.), которые косвенно или прямо воздействуют на электромагнит отключения выключателя нагрузки. В этих случаях токи повреждения недостаточны для быстрого плавления плавкой вставки предохранителя и релейная защита опережает работу предохранителя.

При осуществлении защиты токопроводов ВН необходимо учитывать их специфику по сравнению с кабельными линиями. Основной защитой то-

токопроводов является продольная дифференциальная защита. Она должна отключать токопровод при междуфазных КЗ в токопроводе и на его ответвлениях. В качестве резервной защиты токопроводов применяется максимальная токовая с выдержкой времени.

### 13.2. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Силовые трансформаторы это ответственные и дорогие объекты системы электроснабжения. Их надежная и безотказная работа обеспечивает бесперебойность питания потребителей, что в значительной степени зависит от надежности и правильности настройки релейной защиты. Выбор защиты трансформаторов зависит от их мощности, назначения места установки и эксплуатационного режима.

В процессе эксплуатации в трансформаторах возможны следующие виды повреждений: междуфазные КЗ в обмотках внутри бака и на выводах; витковые замыкания одной фазы; однофазные замыкания на землю в обмотке и на наружных выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; увеличение тока в обмотках, обусловленное внешними КЗ; токовые перегрузки обмоток; возгорание и понижение уровня масла. Защита, устанавливаемая на трансформаторе, должна обеспечить его отключение или подать сигнал о ненормальном режиме работы. При повреждениях и ненормальных режимах могут применяться следующие типы защит: дифференциальная токовая защита (ДТЗ), максимальная токовая защита (МТЗ), токовая отсечка (ТО), газовая защита, а так же защита высоковольтными предохранителями.

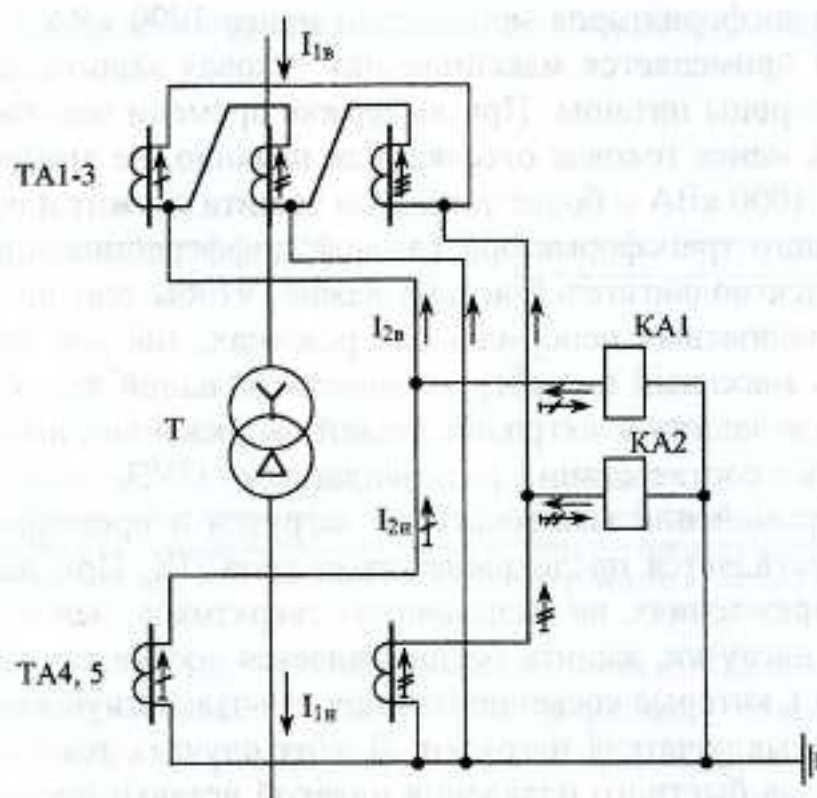


Рис. 13-1. Схема дифференциальной токовой отсечки.

### 13.2.1. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Отсечка является наиболее простой из дифференциальных защит трансформатора (рис. 13-1). Она выполняется посредством максимальных реле тока например РТ-40 или РТМ, включаемых непосредственно в дифференциальную цепь схемы без быстронасыщающегося трансформатора (БНТ).

Отстройка от бросков намагничивающего тока, возникающего при включении трансформатора, достигается выбором тока срабатывания с учетом собственного времени действия реле ( $t_{с.р.} = 0,04 \dots 0,07$  с). За это время ток намагничивания успевает снизиться, в связи с чем появляется возможность выбирать ток срабатывания защиты не по максимальному значению броска тока, а с учетом его затухания по условию  $I_{с.з} = (3 \dots 4) I_{н.т.}$ . Выбранный ток срабатывания должен проверяться непосредственным включением трансформатора под напряжение в режиме холостого хода.

Трансформаторы тока должны выбираться по кривым предельной кратности так, чтобы погрешность не превышала 10%. Для выравнивания токов в плечах защиты используются автотрансформаторы типа ВУ-25Б.

Достоинством дифференциальной токовой отсечки является быстродействие и простота. Недостаток – невысокая чувствительность из-за большого тока срабатывания, поэтому она применяется на трансформаторах относительно небольшой мощности.

### 13.2.2. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Для защиты трансформаторов мощностью до 6300 кВА вместо сложной дифференциальной защиты устанавливается токовая отсечка. Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется при помощи реле РТМ, РТ-40 или электромагнитного элемента реле РТ-80.

На трансформаторах, питающихся от сети с глухозаземленной нейтралью, отсечка устанавливается на трех фазах, а при питании от сети с изолированной нейтралью – на двух фазах.

Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ за трансформатором  $I_{к.макс.}$  и вычисляется по формуле

$$I_{с.з} = k_n / k_{макс.},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,25...1,5.

Токовая отсечка должна отстраиваться от броска намагничивающего тока  $I_{нам.}$ , возникающего при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{с.з} > I_{нам.}$$

Для выполнения этого условия ток срабатывания должен в 3...5 раз превышать номинальный ток трансформатора или:

$$I_{с.з} = (3 \dots 5) I_{н.т.}$$

Большой из токов  $I_{с.з}$  принимается к расчету.

Достоинством отсечки является ее простота и быстродействие. Благодаря последнему, токовая отсечка понижает выдержки времени на защитах

присоединений, питающих шины, к которым подключен защищаемый трансформатор.

### ✓ 13.2.3. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Защита трансформаторов мощностью 1000 кВА и выше от внешних КЗ осуществляется при помощи МТЗ. В зону защиты от внешних КЗ, как правило, должны входить шины подстанции и все присоединения, отходящие от этих шин.

Ток срабатывания МТЗ выбирается исходя из условия, что защита от КЗ не должна действовать при перегрузках, не требующих быстрого отключения трансформатора.

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_z}{k_v} I_p \text{ макс.},$$

где  $k_n = 1,1 \dots 1,4$  - коэффициент надежности, учитывающий возможную погрешность реле;  $k_z = 2 \dots 3$  - коэффициент самозапуска, учитывает увеличение тока нагрузки при самозапуске электродвигателей (если такие имеются);  $k_v = 0,7 \dots 0,85$  - коэффициент возврата реле, зависит от типа реле.

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка находится по формуле  $k_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}} / I_{\text{с.з.}}$  и должен быть не меньше 1,3...1,5.

Выдержка времени выбирается из условий селективности на ступень  $\Delta t$  выше наибольшей выдержки времени  $t_1$  защит присоединений, питающихся от трансформатора:  $t_T = t_1 + \Delta t$ .

### 13.2.4. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защита от перегрузки выполняется одним реле тока, включенным в одну из фаз.

Ток срабатывания выбирается из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_v} I_n \text{ т.},$$

где коэффициент надежности  $k_n = 1,05$ ;  $I_{\text{н.т.}}$  - номинальный ток силового трансформатора, где включено реле тока.

Время действия защиты от перегрузки выбирается на ступень селективности ( $\Delta t \approx 0,5$  с) больше времени максимальной защиты трансформатора:

$$t_{\text{пер.}} = t_{\text{макс.з}} + \Delta t.$$

#### ПРИМЕР 13.1

Расчитать релейную защиту на переменном оперативном токе понижающего трансформатора 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА. Трансформаторы тока проверить по 10%-ной погрешности. Ток КЗ  $I_{\text{к1}}$  на шинах 35 кВ равен 1,5 кА; ток КЗ  $I_{\text{к2}}$  на шинах 6 кВ равен 8,7 кА.

*Решение.* Согласно ПУЭ данный трансформатор должен иметь следующие защиты: дифференциальную, максимальную токовую, токовую от перегрузки и газовую. Составляем типовую схему рис. 13.2 по [8, с.285].

### Расчет дифференциальной токовой отсечки.

Соединение обмоток силового трансформатора выполнено по схеме звезда-треугольник (Y/Δ-11).

Определяем токи силового трансформатора в нормальном и аварийном режимах.

а) на стороне высшего напряжения

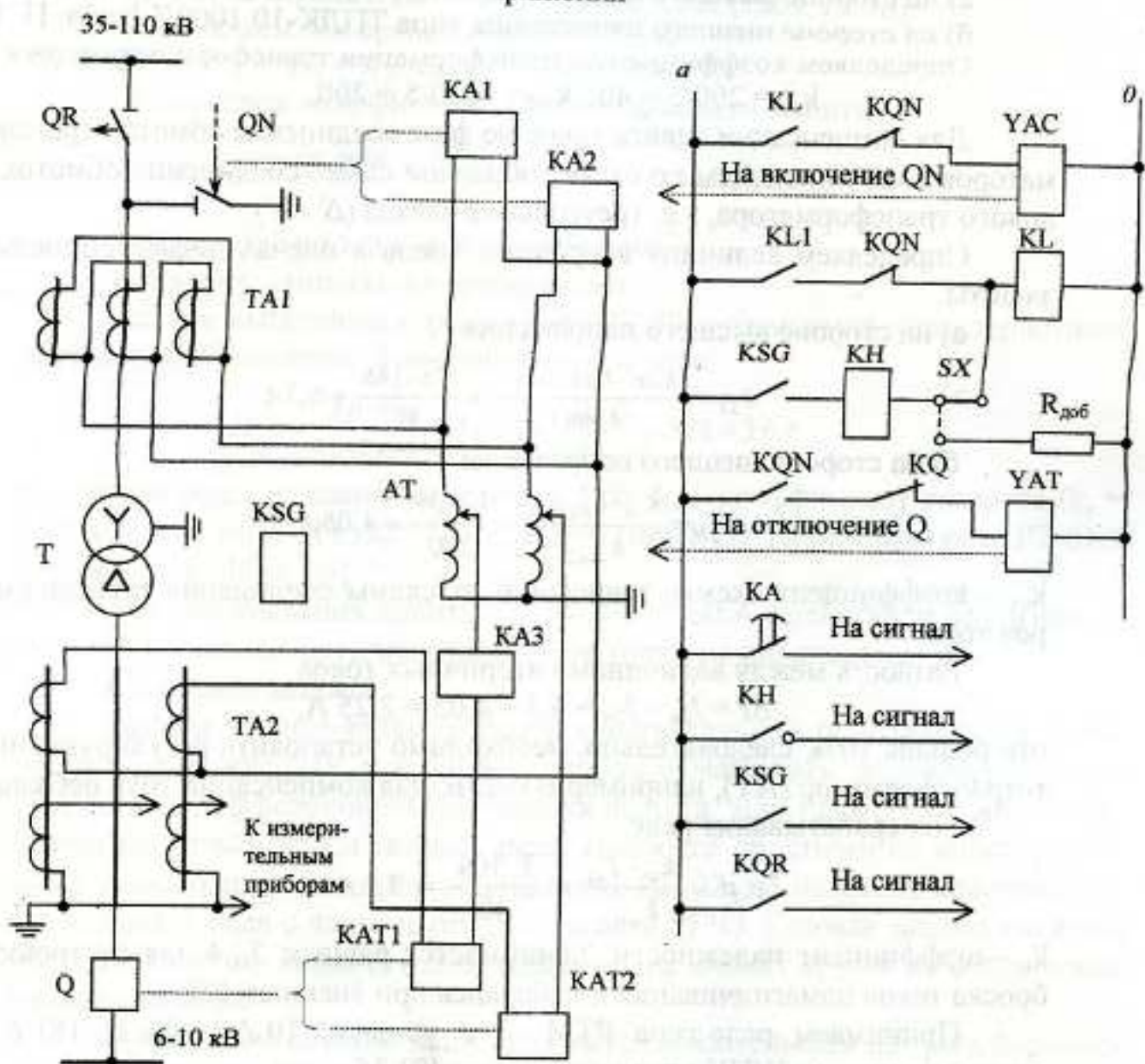


Рис. 13. 2. Схема защиты трансформатора напряжением 110-35/6-10 кВ мощностью 4000 кВА, подключенного к линии отделителем и короткозамыкателем.

QR – отделитель; QN – короткозамыкатель; Q – выключатель; TA1, TA2 – трансформаторы тока; KA3 – реле тока типа РТ – 80 (защита от перегрузки); KSG – реле газовое типа РГЧЗ – 66 или ПГ – 22; KL – реле промежуточное типа РП – 25; KH – реле указательное типа РУ-21; KA1, KA2 – реле тока прямого действия, РТМ1, РТМ2 (дифференциальная токовая отсечка); KAT1, KAT2 – реле тока прямого действия с выдержкой времени, РТВ1, РТВ2 (максимальная токовая защита со стороны НН); KQN – контакт реле положения короткозамыкателя; KQR – контакт реле положения отделителя; AT – автотрансформатор; SX – накладная контактная; KQ – контакт реле положения выключателя Q «включено»; YAC, YAT – электромагниты включения и отключения; KL1 – контакт реле дистанционного управления.

$$I_{H1} = \frac{S_{H.m}}{\sqrt{3}U_{H1}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ A}$$

$$I_{p1.макс} = 1,4 \cdot I_{H1} = 1,4 \cdot 104 = 146 \text{ A}$$

б) на стороне низшего напряжения

$$I_{H2} = \frac{S_{H.m}}{\sqrt{3}U_{H2}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 578 \text{ A}$$

$$I_{p2.макс} = 1,4 \cdot I_{H2} = 1,4 \cdot 578 = 809 \text{ A}$$

По полученным токам выбираем трансформаторы тока

а) на стороне высшего напряжения типа ТВТ-35 200/5,

б) на стороне низшего напряжения типа ТПЛК-10 1000/5 (табл. П. 13).

Определяем коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_{т1} = 200/5 = 40; \quad k_{т2} = 1000/5 = 200.$$

Для компенсации сдвига токов по фазе соединение обмоток трансформаторов тока выполняем по схеме, обратной схеме соединения обмоток силового трансформатора, т.е. треугольник-звезда ( $\Delta / Y$ ).

Определяем величину вторичных токов в плечах дифференциальной защиты.

а) на стороне высшего напряжения

$$I_{2в} = \frac{k_{сх} \cdot I_{p1.макс}}{k_{т1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 146}{40} = 6,3 \text{ A}$$

б) на стороне низшего напряжения

$$I_{2н} = \frac{k_{сх} \cdot I_{p2.макс}}{k_{т2}} = \frac{1 \cdot 809}{200} = 4,05 \text{ A}$$

$k_{сх}$  – коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока.

Разность между величинами вторичных токов

$$\Delta I = I_{2в} - I_{2н} = 6,3 - 4,05 = 2,25 \text{ A},$$

что больше 10%, следовательно, необходимо установить регулирующий автотрансформатор (АТ), например ВУ-25Б, для компенсации тока небаланса.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{k_n \cdot I_{н1}}{k_{т1}} = \frac{3 \cdot 104}{40} = 7,8 \text{ A}$$

$k_n$  – коэффициент надежности, принимается равным 3...4 для отстройки от броска токов намагничивания и небаланса при внешнем КЗ.

Принимаем реле типа РТМ – I с уставкой 10 А (табл. П. 18) с действием на привод ШПК короткозамыкателя КЗ-35.

Определяем коэффициент чувствительности защиты

$$k_{ч} = \frac{I_{кл.мин}}{I_{сз} \cdot k_{т1}} = \frac{I_{кл}}{I_{с.р} \cdot k_{т1}} = \frac{1500}{10 \cdot 40} = 3,75 > 2.$$

Следовательно, защита чувствительна.

## 2. Расчет максимальной токовой защиты

По схеме защита выполнена с реле типа РТВ с действием на привод



выключателя ВМП. Ток срабатывания реле выбирается исходя из условия отстройки его от номинального максимального тока трансформатора (в режиме допустимой аварийной перегрузки).

$$I_{c.p} = \frac{k_n \cdot k_z \cdot k_{cx}}{k_v \cdot k_{mm2}} I_{p.макс} = \frac{1,2 \cdot 2 \cdot 1}{0,7 \cdot 200} \cdot 809 = 13,9 \text{ А}$$

$k_n$  – коэффициент надежности, равный 1,1...1,2;  $k_z$  – коэффициент самозапуска электродвигателей ( $k_z = 2...3$ ); коэффициент возврата  $k_v = 0,7$  для реле типа РТВ;  $k_{cx} = 1$  для схемы неполной звезды.

Принимаем реле РТВ – II с уставкой 15 А (табл. П. 18).

Определяем ток срабатывания защиты

$$I_{c.z} = I_{c.p} \cdot k_{т2} = 15 \cdot 200 = 3000 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{c.z}} = \frac{8700}{3000} = 2,9 > 1,5 \text{ для РТВ.}$$

Следовательно защита чувствительна.

### 3. Расчет защиты от перегрузки

Защита выполнена с реле типа РТ- 80 с зависимой характеристикой времени срабатывания. Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{k_n \cdot k_{cx}}{k_v \cdot k_{mm2}} \cdot I_{н.2} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,85 \cdot 200} \cdot 578 = 3,6 \text{ А}$$

$k_n$  – коэффициент надежности, равный 1,05;  $k_v$  – коэффициент возврата ( $k_v = 0,85$  для реле типа РТ);  $k_v = 0,7$  для реле типа РТВ. Принимаем реле РТ-81/1 с уставкой 4А [6, с. 66].

Ток срабатывания защиты  $I_{c.z} = 4 \cdot 200 = 800 \text{ А}$  с действием на сигнал.

Чувствительность защиты от перегрузки не оценивается.

### 4. Газовая защита

Газовая защита является более чувствительной при различных внутренних повреждениях в трансформаторах с масляным охлаждением, чем продольная дифференциальная токовая защита. Для газовой защиты существует несколько видов газовых реле. Наиболее простыми по конструктивному выполнению являются пошлавковые ПГ-22, но наиболее совершенными являются реле с чашечными элементами РГЧЗ. Газовая защита является двухступенчатой. Одна ступень действует на сигнал другая на отключение трансформатора.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих дифференциальной токовой защиты и если МТЗ имеет выдержку времени 1с и более. Применение газовой защиты является обязательным также для внутрицеховых трансформаторов мощностью 630 кВА и более.

### 5. Проверка трансформаторов тока по 10% погрешности

Выбранные трансформаторы тока проверяют на точность работы, обеспечивающую правильное действие питающейся от них релейной защи-

ты. Многолетний опыт эксплуатации устройств релейной защиты позволяет считать, что для большинства видов защит погрешность не должна превышать 10%.

Из схемы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А на стороне низшего напряжения.

Определим сопротивление в этой фазе

$$Z_{расч} = Z_{рТВ} + Z_{рТМ} + Z_{рТ} + Z_{пр} + Z_{к} = \sum \frac{S_{с.р.}}{I_{с.р.}^2} = \frac{45}{15^2} + \frac{25}{10^2} + \frac{10}{4^2} = 1,07 \text{ Ом},$$

где  $S_{с.р.}$  – мощность потребляемая реле в момент срабатывания. Для реле РТВ-II 45 ВА и РТМ-II 25 ВА (табл. П. 18), для реле РТ-80 10 ВА [6, с. 66].

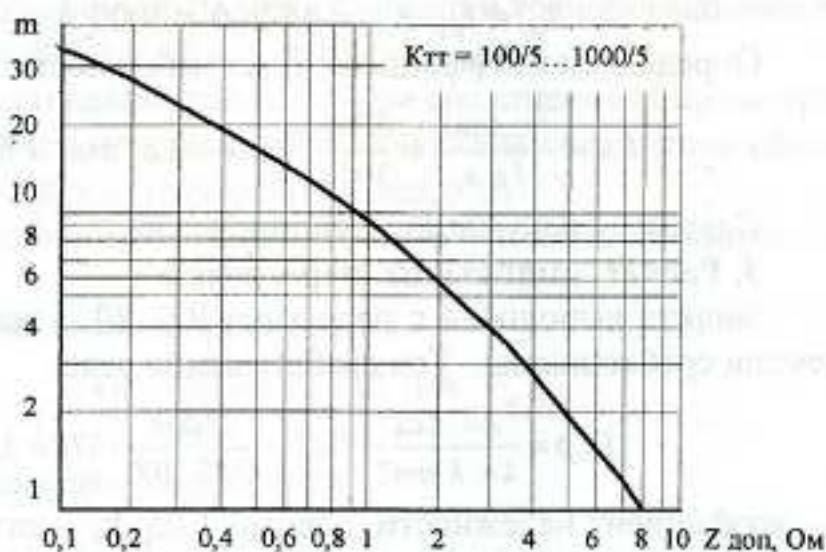


Рис. 13.3. Кривая кратности первичного тока при 10%-ной погрешности трансформатора тока типа ТПЛ-10

Для упрощения расчетов сопротивлением соединительных проводов ( $Z_{пр}$ ) и сопротивлением контактных соединений ( $Z_{к}$ ), ввиду их малой величины, пренебрегаем.

Определяем максимальную кратность первичного тока

$$m_{10} = \frac{k_a \cdot I_{макс.}}{0,8 \cdot I_{ном.1}} = \frac{1,3 \cdot 3000}{0,8 \cdot 1000} = 4,8,$$

где  $k_a = 1,2 \dots 2$  – коэффициент, учитывающий неточность расчета для разных типов защит и влияние апериодической составляющей тока КЗ;  $I_{макс.}$  – максимальное значение тока первичной обмотки трансформатора тока, при котором должна обеспечиваться 10% погрешность;  $I_{ном.1}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

По кривой 10%-погрешности см. рис. 13.3 определяем допустимую нагрузку на выбранный тип трансформатора тока, которая составляет 2,4 Ом, что больше  $Z_{расч} = 1,07$  Ом. Следовательно, трансформаторы тока будут работать с погрешностью не превышающей 10%. Для других типов трансформаторов кривые кратности см. [21, с. 699].

### 13.2.5. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ С ТОКОВЫМИ РЕЛЕ, ВКЛЮЧЕННЫМИ ЧЕРЕЗ БНТ

В силовых трансформаторах первичные токи в обмотках не равны по величине и в общем случае не совпадают по фазе. Для выполнения условия селективности дифференциальной токовой защиты (ДТЗ) необходимо уравновесить вторичные токи в плечах защиты так, чтобы ток в реле отсутствовал  $I_p = I_{1в} - I_{2в} = 0$ . Быстронасыщающийся трансформатор (БНТ) служит для компенсации неравенства вторичных токов в плечах защиты, имея для этой цели уравнивательные обмотки и кроме того ограничивает броски тока проходящего через реле при включении силового трансформатора под напряжение, а также при внешнем КЗ. Для правильной настройки ДТЗ необходимо определить ток срабатывания защиты:

1) по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = k_n \cdot I_{ном.т},$$

где  $k_n = 1,2 \dots 1,5$  [20],

$I_{ном.т}$  – номинальный ток силового трансформатора на стороне ВН.

2) по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса

$$I_{сз} = k_n (k_{одн} \cdot 0,1 + \Delta N_{рег}) I_{к. макс.}, \quad (13-1)$$

где коэффициент однотипности  $k_{одн} = 0,5 \dots 1$  учитывает различие в погрешности трансформаторов тока;  $\Delta N_{рег} \approx 5\%$  (0,05) для силовых трансформаторов без регулировки напряжения под нагрузкой и  $\Delta N_{рег} = 10 \dots 15\%$  (0,1...0,15) с регулировкой напряжения под нагрузкой;  $k_n = 1,2 \dots 1,5$  [20];

Принимается большее из двух полученных значений тока срабатывания защиты. По выбранному  $I_{сз}$  находится ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = \frac{I_{сз}}{k_{тт}} \cdot k_{сх},$$

где  $k_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на той стороне защищаемого трансформатора, для которой подсчитывается  $I_{с.р}$ ;  $k_{сх}$  – учитывает схему соединения трансформаторов тока.

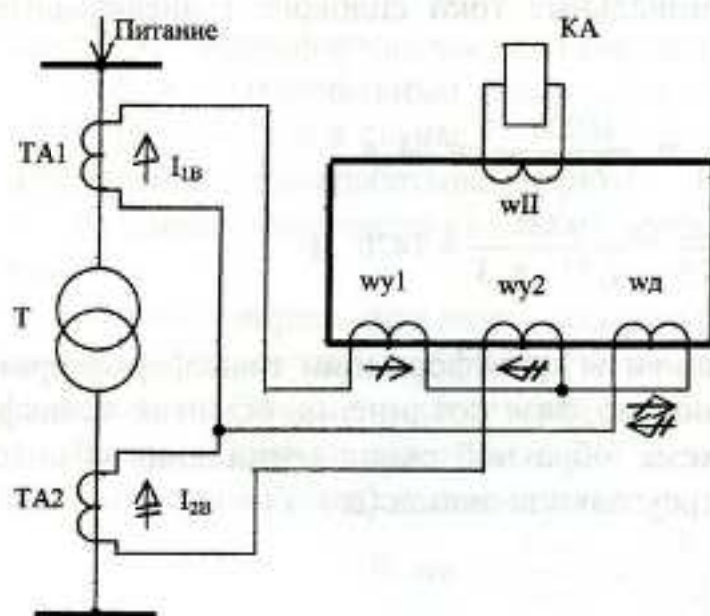


Рис. 13.4. Схема включения обмоток реле РНТ – 565

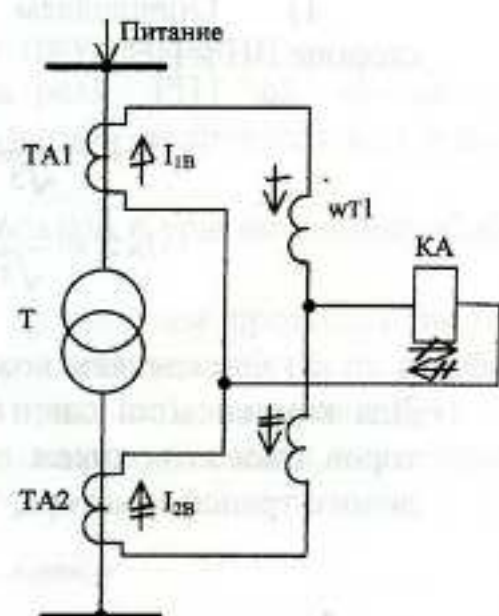


Рис. 13.5. Схема включения тормозных обмоток реле ДТЗ – 11.

Затем определяется расчетное число витков основной обмотки

$$W_{осн} = \frac{100}{I_{с.р}},$$

где  $W_{осн} = W_{д} + W_{у1}$  – суммарное число витков дифференциальной и первой уравнивающей обмоток; 100 А – МДС срабатывания реле РНТ или ДЗТ.

В соответствии с отпайками на обмотках принимается ближайшее меньшее к  $W_{осн}$  число витков [6]. После этого определяется число витков со стороны с меньшим вторичным током из условия равенства магнитодвижущих сил, создаваемых его обмотками:

$$I_{1в}W_{осн} = I_{2в}W_2,$$

$$\text{откуда } W_2 = W_{осн} \frac{I_{1в}}{I_{2в}} = W_{д} + W_{у2} \text{ и } W_{у2} = W_2 - W_{д}$$

В соответствии с имеющимися отпайками для регулирования числа витков второй уравнивающей обмотки принимается меньшее значение.

Проверка чувствительности защиты определяется коэффициентом чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз \min}}{I_{с.з}} \geq 2,$$

где  $I_{кз \min}$  – минимальное значение тока КЗ, протекающего через защиту,  $I_{с.з}$  – реальный ток срабатывания защиты.

Для компенсации сдвига фаз токов силовых трансформаторов, соединенных по схеме  $Y/\Delta$  или  $\Delta/Y$ , необходимо трансформаторы тока на стороне звезды соединить в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду.

### ПРИМЕР 13.2.

Расчитать параметры дифференциальной защиты понижающего трансформатора ТД 16000/110, при соединении обмоток  $Y/\Delta$ , если  $I_{кз}$  на шинах 110 кВ составляет 1,2 кА,  $U_{в2} = 6$  кВ (см. рис. 13.4).

*Решение.*

1) Определяем номинальные токи силового трансформатора на стороне ВН и НН

$$I_{н1} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}} = \frac{16000}{1,73 \cdot 110} = 84 \text{ А}$$

$$I_{н2} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}} = \frac{16000}{1,73 \cdot 6,3} = 1470 \text{ А}$$

2) Определяем коэффициенты трансформации трансформаторов тока. Для компенсации сдвига токов по фазе соединение обмоток трансформаторов тока выполняем по схеме, обратной схеме соединения обмоток силового трансформатора, т.е. треугольник-звезда ( $\Delta/Y$ ).

$$k_{\text{ТТ1,расч}} = \frac{I_{\text{н1}}}{5} = \frac{84}{5} = 16,6 \quad k_{\text{ТТ2,расч}} = \frac{I_{\text{н2}}}{5} = \frac{1470}{5} = 294$$

Принимаем трансформаторы тока с номинальными коэффициентами трансформации

$$k_{\text{ТТ1}} = 100/5 = 20 \quad k_{\text{ТТ2}} = 1500/5 = 300$$

2) Определяем токи в плечах защиты.

Ток в плече трансформаторов тока, соединенных в треугольник; коэффициент схемы  $k_{\text{сх}} = 1,73$ :

$$I_{1\text{в}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{н1}}}{k_{\text{ТТ1}}} = \frac{1,73 \cdot 84}{20} = 7,3 \text{ A}$$

Ток в плече трансформаторов тока, соединенных в звезду;  $k_{\text{сх}} = 1$ :

$$I_{2\text{в}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{н2}}}{k_{\text{ТТ2}}} = \frac{1 \cdot 1470}{300} = 4,9 \text{ A}$$

Плечо с большим током называется основным, в дальнейшем будем считать, что основным является плечо 1.

Так как токи  $I_{1\text{в}}$  и  $I_{2\text{в}}$  различаются больше чем на 5%, то предусматриваем компенсацию их различия с помощью уравнительных обмоток в реле РНТ.

1) Определяем ток срабатывания защиты. Он должен быть отстроен от броска намагничивающего тока защищаемого трансформатора и от максимального тока небаланса при внешнем КЗ.

По первому условию

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.т.}} = 1,5 \cdot 84 = 126 \text{ A,}$$

По второму условию

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} (\text{кодн} \cdot 0,1 + \Delta N_{\text{рег}}) / k_{\text{макс}} = 1,2(0,5 \cdot 0,1 + 0,05) 1200 = 144 \text{ A.}$$

Ток срабатывания защиты принимается равным большему из двух значений - 144 А.

5) Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{k_{\text{ТТ1}}} \cdot k_{\text{сх}} = \frac{144}{100/5} \cdot 1,73 = 12,4 \text{ A}$$

$k_{\text{сх}} = 1,73$  - трансформаторы тока соединены в треугольник.

Т. к. максимальный ток срабатывания реле РНТ-565 составляет 12,5А [6, с. 91], то в случае  $I_{\text{ср}} > 12,5$  А необходимо увеличивать  $k_{\text{ТТ1}}$  и  $k_{\text{ТТ2}}$  и пересчитать ток срабатывания реле.

б) Определяем число витков дифференциальной и уравнительной обмоток.

Сначала определяем витки обмоток реле, по которым протекает ток  $I_{1\text{в}}$  основного плеча защиты ( $w_{\text{осн}}$ ). Ток основного плеча замыкается по дифференциальной обмотке  $w_{\text{д}}$  и уравнительной  $w_{\text{у1}}$  (рис. 13.5);  $w_{\text{осн}} = w_{\text{д}} + w_{\text{у1}}$ .

Число витков основной обмотки  $w_{\text{осн}}$  находим из уравнения, характеризующего условия срабатывания реле

$$W_{\text{осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{100}{12,4} \approx 8 \text{ витков}$$

В соответствии с отпайками на обмотках принимаем число витков  $w_{y1} = 3$ , тогда

$$w_d = w_{осн} - w_{y1} = 8 - 3 = 5 \text{ витков.}$$

Если на дифференциальной обмотке реле РНТ нет ответвлений с числом витков, равным расчетному, то принимается ближайшее меньшее число

Число витков второй уравнивающей обмотки:

$$w_{y2} = \frac{I_{1в}}{I_{2в}} \cdot w_{осн} - w_d = \frac{7,3}{4,9} \cdot 8 - 5 = 7 \text{ витков}$$

2) Коэффициент чувствительности защиты

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з}} = \frac{1200}{144} = 8,3 > 2.$$

Изложенный порядок расчета обычно оформляют в виде таблицы см. табл. 13.1.

Таблица 13.1. Результаты расчета параметров дифференциальной защиты с реле РНТ-565.

Расчетные величины	Расчетные выражения	Расчетные данные для сторон	
		высшего напряж. (ВН)	низшего напряж. (НН)
1. Первичный номинальный ток защищаемого трансформатора, А	$I_{Н1} = \frac{S_{НТ}}{\sqrt{3}U_{Н1}}; I_{Н2} = \frac{S_{НТ}}{\sqrt{3}U_{Н2}}$	84	1470
2. Схема соединения обмоток защищаемого трансформатора	Y/Δ-11	-	-
3. Схема соединения трансформаторов тока	-	Δ	Y
4. Коэффициент схемы	-	1,73	1
5. Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_{ТТ1} = \frac{k_{сх} I_{Н1}}{5}; k_{ТТ2} = \frac{k_{сх} I_{Н2}}{5}$	100/5	1500/5
6. Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{1в} = \frac{k_{сх} I_{Н1}}{k_{ТТ1}}; I_{2в} = \frac{k_{сх} I_{Н2}}{k_{ТТ2}}$	7,3	4,9
7. Ток срабатывания защиты, А	1) $I_{с.з} = k_H I_{ИМТ} = 1,2 \cdot 1,3 \cdot I_{Н1}$ 2) $I_{с.з} = k_H I_{ИВМАКС}$	144 126	
8. Ток срабатывания реле, А	$I_{с.р.} = I_{с.р.осн.} = \frac{k_{сх} I_{с.з}}{k_{ТТ1}}$	12,4	
9. Расчетное число витков обмотки РНТ-565 для основного плеча	$w_{осн} = 100 / I_{с.р.}$	8	
10. Принятое число витков основного плеча	$w_{осн} = w_d + w_{y1}$	5 + 3	
11. Расчетное и принятое число витков второй уравнивающей обмотки	$w_{y2} = \left( \frac{I_{1в}}{I_{2в}} w_{осн} \right) - w_d$	7	
12. Коэффициент чувствительности защиты	$K_{ч} = I_{к.мин} / I_{с.з}$	8,3 > 2	

Таблица 13.2. Определенные параметры дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11.

Расчетные величины	Расчетные выражения
1. Ток срабатывания защиты из условия отстройки от броска тока намагничивания	$I_{с.з} = k \cdot I_{ном},$ <p>где <math>k = 1,2...1,5</math> [11], <math>I_{ном}</math> – номинальный ток трансформатора на стороне ВН.</p>
2. Ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН	$I_{с.р} = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з}}{k_{тн1}},$ <p>где <math>k_{сх} = \sqrt{3}</math> (ТА на стороне ВН соединены в <math>\Delta</math>), <math>k_{тн1}</math> – коэффициент трансформации ТА на стороне ВН.</p>
3. Расчетное число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН	$W_{Iрасч} = \frac{100}{I_{с.р}}$
4. Принятое число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН	$W_I = W_{Iрасч}$ <p>К установке на коммутаторе НТТ принимается ближайшее целое число витков (рис. 13.6) или [6].</p>
5. Расчетное число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН	$W_{IIрасч} = \frac{W_I \cdot I_{ном.в\Delta}}{I_{ном.вY}},$ <p>где <math>I_{ном.в\Delta}</math> и <math>I_{ном.вY}</math> вторичные токи в плечах защиты, где обмотки ТА соответственно включены в <math>\Delta</math> или в <math>Y</math> (см. табл. 13.1)</p>
6. Принятое число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН	$W_{II} - \text{ближайшее целое число}$
7. Расчетное число витков тормозной обмотки реле, включаемой в плечо защиты со стороны НН	$W_{т.расч} = \left( \varepsilon + \Delta U + \frac{W_{II} - W_{IIрасч}}{W_{IIрасч}} \right) \times$ $\times \frac{1,5W_{II}}{I_{к\max} \operatorname{tg}\alpha},$
8. Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты	<p>где <math>\varepsilon = 0,1</math> – относительная полная погрешность ТА; <math>\Delta U</math> – относительная погрешность, обусловленная РПН, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения; <math>\operatorname{tg}\alpha = 0,75</math>; <math>I_{к\max}</math> – максимальное значение тока внешнего КЗ</p> $k_4 = \frac{I_{к\min}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 2,$ <p>где <math>I_{к\min}^{(2)}</math> – минимальное значение тока, протекающего через защиту при 2-х фазном КЗ, приведенное к расчетной стороне</p>

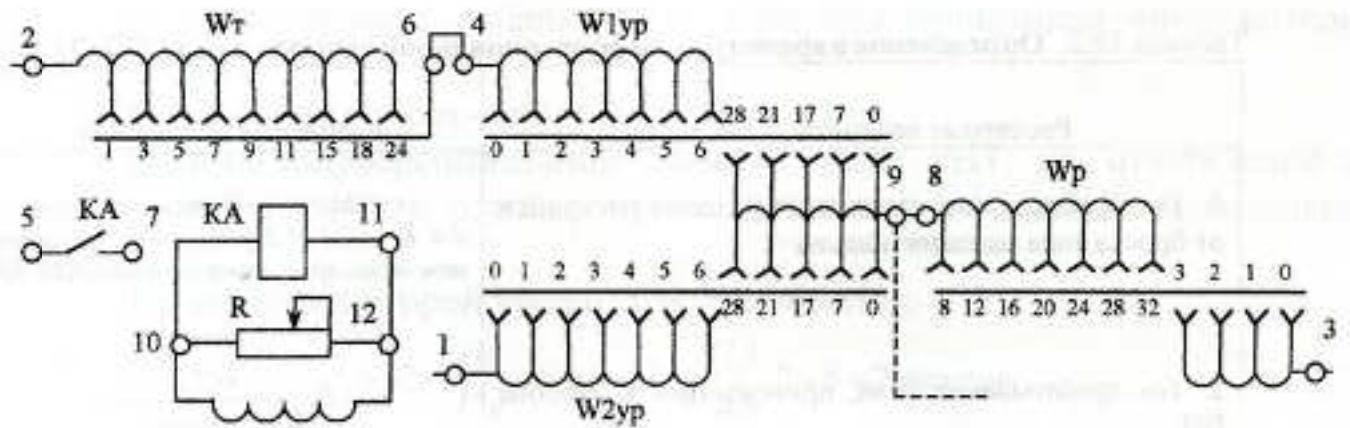


Рис. 13.6. Схема внутренних соединений реле ДЗТ-11.

Если РНТ не обеспечивает требуемой чувствительности при выборе тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса то следует применять реле с торможением типа ДЗТ-11 или ДЗТ-21. Реле ДЗТ-21 – полупроводниковое, обладает более высокой чувствительностью.

Сторона к трансформаторам тока к которой следует подключить тормозную обмотку реле ДЗТ-11 для двухобмоточных понижающих трансформаторов, в том числе и с расщепленной обмоткой, - это сторона низшего напряжения (ведомая сторона). В случае расщепленной обмотки тормозная обмотка включается на сумму токов обеих секций.

Примерный порядок расчета продольной дифференциальной защиты понижающего двухобмоточного трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ с реле ДЗТ-11 приведен в табл. 13.2.

### √ 13.2.7. ОСОБЕННОСТИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При внешних КЗ трехобмоточных трансформаторов защита должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Так, например, при КЗ на шинах III (рис.13.7) должен отключиться выключатель этой обмотки, а обмотки I и II должны остаться в работе.

В схемах защиты трехобмоточных трансформаторов используются дифференциальная и обе уравнивательные обмотки. Последние включаются в плечи II и III с меньшими токами. Плечо I с большим током подсоединяется непосредственно к дифференциальной обмотке реле РНТ.

Расчет дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора проводится аналогично двухобмоточному, но в два приёма.

- 1) Сначала считают, что отключена обмотка III и определяют

$$W_{осн} = \frac{I_{с.р.}}{I_{с.р.}} \quad \text{и} \quad W_{2\text{ расч}} = \frac{I_{лв}}{I_{2в}} \cdot W_{осн}$$

- 2) Принимают, что отключена обмотка II и из условия баланса н.с. при внешнем КЗ

$$I_{лв} \cdot W_{д} = I_{3в} (W_{у3} + W_{д}) \quad \text{находят} \quad W_{у3}.$$



Определяется величина тока небаланса  $I_{нб.комп}$ , обусловленная неточностью подбора  $w_{y1}$  и  $w_{y2}$  по выражению:

$$I_{нб.комп} = \frac{W1_{расч} - W_{y1}}{W1_{расч}} I_{к.з.макс} + \frac{W2_{расч} - W_{y2}}{W2_{расч}} I_{2к.з.макс},$$

где  $w_{y1}$  и  $w_{y2}$  - принятые к установке числа витков уравнивательных обмоток;  $I_{к.з.макс}$  и  $I_{2к.з.макс}$  - токи КЗ, протекающие при внешнем КЗ по той стороне силового трансформатора, куда включены обмотки  $w_{y1}$  и  $w_{y2}$  соответственно.

Сопоставляются фактические значения  $I_{с.з.}$  и  $I_{нб}$  (с учетом  $I_{нб.комп}$ ). Если  $I_{с.з.}$  окажется недостаточно отстроенным от тока  $I_{нб}$ , то необходимо заглубить защиту и провести пересчет параметров.

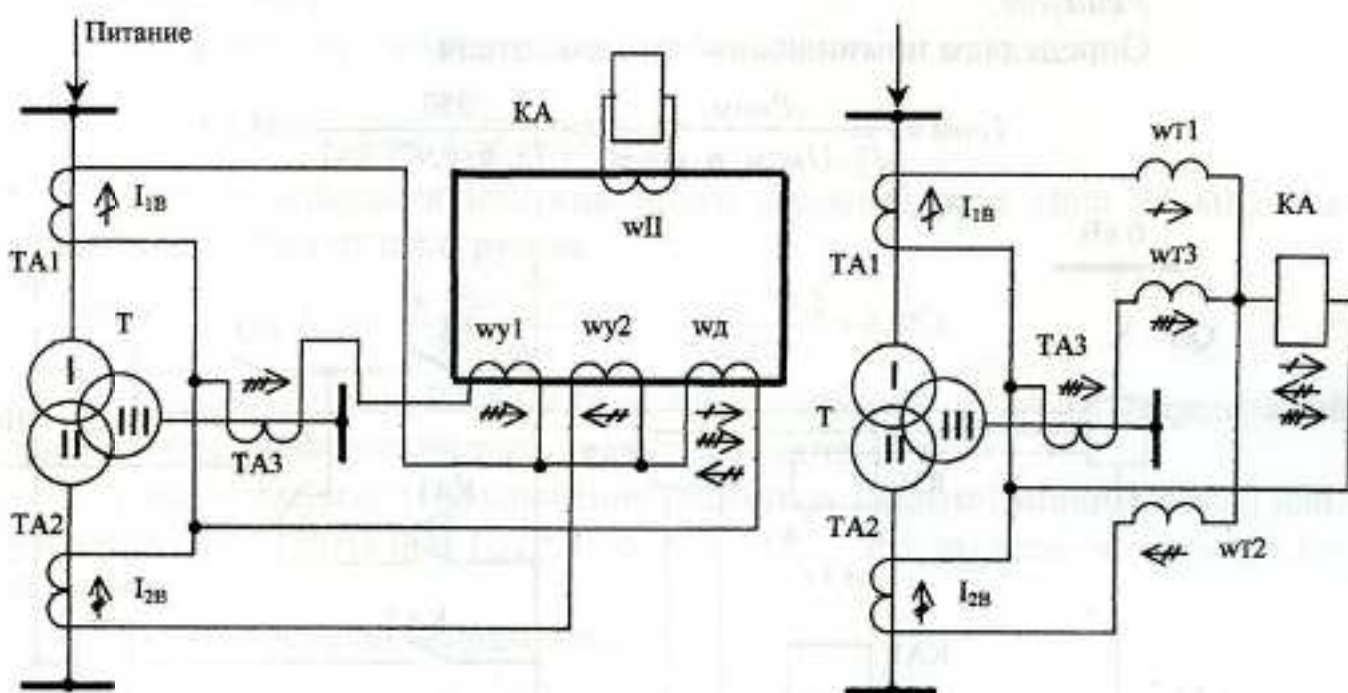


Рис. 13.7. а) схема включения обмоток реле РНТ-565 к трехобмоточному трансформатору; б) схема включения тормозных обмоток к реле ДЗТ.

Проверяется коэффициент чувствительности защиты. В качестве расчетного выбирается режим, при котором токи в плечах и результирующая н.с. реле оказываются наименьшими. Для этой цели в большинстве случаев рассматривается режим одностороннего питания трансформатора.

$$K_{ч} = \frac{I_{к.з.мин} \cdot K_{сх}}{I_{с.з.}};$$

где  $K_{сх}$  учитывает схему соединения трансформаторов тока на стороне, по которой протекает ток КЗ.

В соответствии с ПУЭ допускается  $k_{ч} \geq 2$ .

Если РНТ не обеспечивает требуемой чувствительности из-за большого тока небаланса то применяется дифференциальная токовая защита с торможением (реле ДЗТ-11 и ДЗТ-21).

### 13.3. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Для электродвигателей напряжением выше 1000 В предусматриваются защиты, действующие при междуфазных КЗ; перегрузках, вызванных технологическими причинами и затянувшимся пуском или самозапуском; исчезновении или длительном снижении напряжения. При токе замыкания на землю более 10 А устанавливается защита от замыканий на землю.

Перечисленные защиты предусматриваются как для асинхронных, так и для синхронных двигателей. Кроме того синхронные двигатели должны иметь защиту от асинхронного режима и защиту от потери питания.

#### ПРИМЕР 13.3.

Расчитать защиту асинхронного двигателя при  $U_{ном} = 6$  кВ;  $P_{ном} = 350$  кВт;  $\cos\varphi = 0,91$ ;  $\eta = 0,97$ ;  $I_{пуск} = 6,3I_{ном}$ ; трансформатор тока с  $k_{ТТ} = 100/5$ ; ток КЗ на шинах распределительного устройства  $I_{к.мвн} = 10$  кА.

*Решение.*

Определяем номинальный ток двигателя.

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos\varphi} = \frac{350}{1,73 \cdot 6 \cdot 0,97 \cdot 0,91} = 38,2 \text{ А}$$

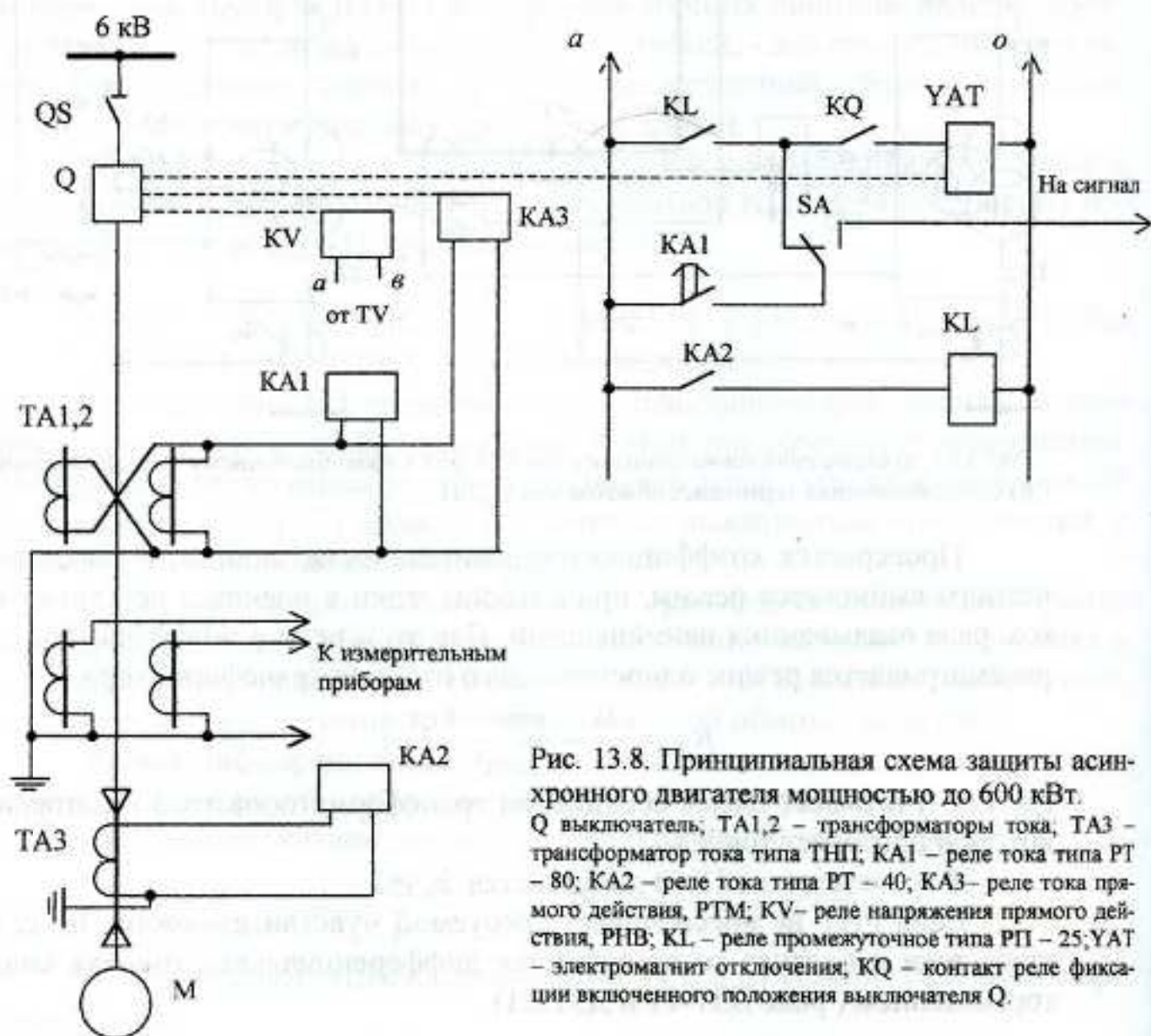


Рис. 13.8. Принципиальная схема защиты асинхронного двигателя мощностью до 600 кВт. Q – выключатель; TA1,2 – трансформаторы тока, TA3 – трансформатор тока типа ТНП; KA1 – реле тока типа РТ – 80; KA2 – реле тока типа РТ – 40; KA3 – реле тока прямого действия, РТМ; KV – реле напряжения прямого действия, РНВ; KL – реле промежуточное типа РП – 25; YAT – электромагнит отключения; KQ – контакт реле фиксации включенного положения выключателя Q.

Для двигателя (рис. 13.8) предусматриваем следующие защиты:

- а) токовую отсечку от КЗ,
- б) максимально-токовую защиту от перегрузки,
- в) защиту минимального напряжения,
- г) защиту от замыканий на землю.

Ток срабатывания отсечки выбираем с учетом отстройки от пускового тока. Коэффициент надежности  $k_n = 1,8 \dots 2$  для реле РТМ.

$$I_{с.з.отс} = k_n \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном} = 1,8 \cdot 6,3 \cdot 38,2 = 433 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле (РТМ):

$$I_{с.р} = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.отс}}{k_{тт}} = \frac{1,73 \cdot 433}{20} = 37,5 \text{ А}$$

где коэффициент схемы  $k_{сх} = 1,73$  при трансформаторах тока, включенных на разность токов.

Коэффициент чувствительности отсечки:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{k_{тт} \cdot I_{с.р}} = \frac{10000}{20 \cdot 37,5} = 13,3 > 2.$$

Ток срабатывания индукционного элемента реле типа РТ-80 с выдержкой времени от перегрузки:

$$I_{с.р} = \frac{k_n \cdot k_{сх} \cdot I_{ном}}{k_v \cdot k_{тт}} = \frac{1,2 \cdot 1,73 \cdot 38,2}{0,8 \cdot 20} = 4,95 \text{ А}$$

Принимаем реле РТ-84/2 [6, с. 69] с уставкой  $I_{с.р} = 5 \text{ А}$  и выдержкой времени срабатывания индукционного элемента 16 с.

Предусматриваем отключение двигателя защитой минимального напряжения с реле РНВ при  $U_{с.з} = (0,65 \dots 0,7) U_{ном}$  и с выдержкой времени  $t = 0,5 \text{ с}$ .

Уставка реле по напряжению:

$$U_{с.р} = \frac{U_{с.з}}{k_{тн}} = \frac{0,7 \cdot 6000}{6000/100} = 70 \text{ В}$$

Защиту от замыканий на землю не предусматривается, исходя из того, что для двигателей менее 2000 кВт при токе замыкания на землю  $I_3 < 10 \text{ А}$  по ПУЭ она не устанавливается.

При  $I_3 > 10 \text{ А}$  применяют защиту от замыканий на землю без выдержки времени, состоящую из трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗЛ и реле типа РТ-40/0,2 или РТ-40/2. Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = k_n \cdot k_b \cdot I_3,$$

где  $k_n = 1,2 \dots 1,3$ ;  $k_b$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, равный (4...5),  $I_3$  – емкостный ток замыкания на землю:  $I_3 = I_{сл} + I_{сд}$ ,  $I_{сл}$  – емкостный ток линии (табл. П. 4);  $I_{сд}$  – собственный емкостный ток электродвигателя.

$I_{сд} = \frac{6\pi f C_d U_{ном}}{\sqrt{3}}$ , где  $f$  – частота сети, Гц;  $C_d$  – емкость фазы статора электродвигателя [14].

### 13.3. ЗАЩИТА СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ.

Конденсаторные установки, предназначенные для компенсации реактивной мощности должны иметь устройства релейной защиты от многофаз-

ных КЗ; от перегрузки, обусловленной токами высших гармоник и от повышения напряжения. В трехфазных конденсаторах предусматривается индивидуальная защита каждой фазы от токов КЗ, которая осуществляется плавкими предохранителями.

#### ПРИМЕР 13.4.

Расчитать защиту конденсаторной установки мощностью 675 квар, 6 кВ, ток КЗ на шинах распределительного устройства  $I_{к.ном} = 2$  кА, (рис. 13.9).

Решение. Ток срабатывания отсечки:

$$I_{сз} = k_{зап} \cdot I_{ном} = 2 \cdot 65 = 130 \text{ А, где } I_{ном} = \frac{675}{\sqrt{3} \cdot 6} = 65 \text{ А.}$$

$k_{зап}$  – коэффициент запаса, учитывающий бросок тока при включении конденсаторной установки, равный 2...2,5.

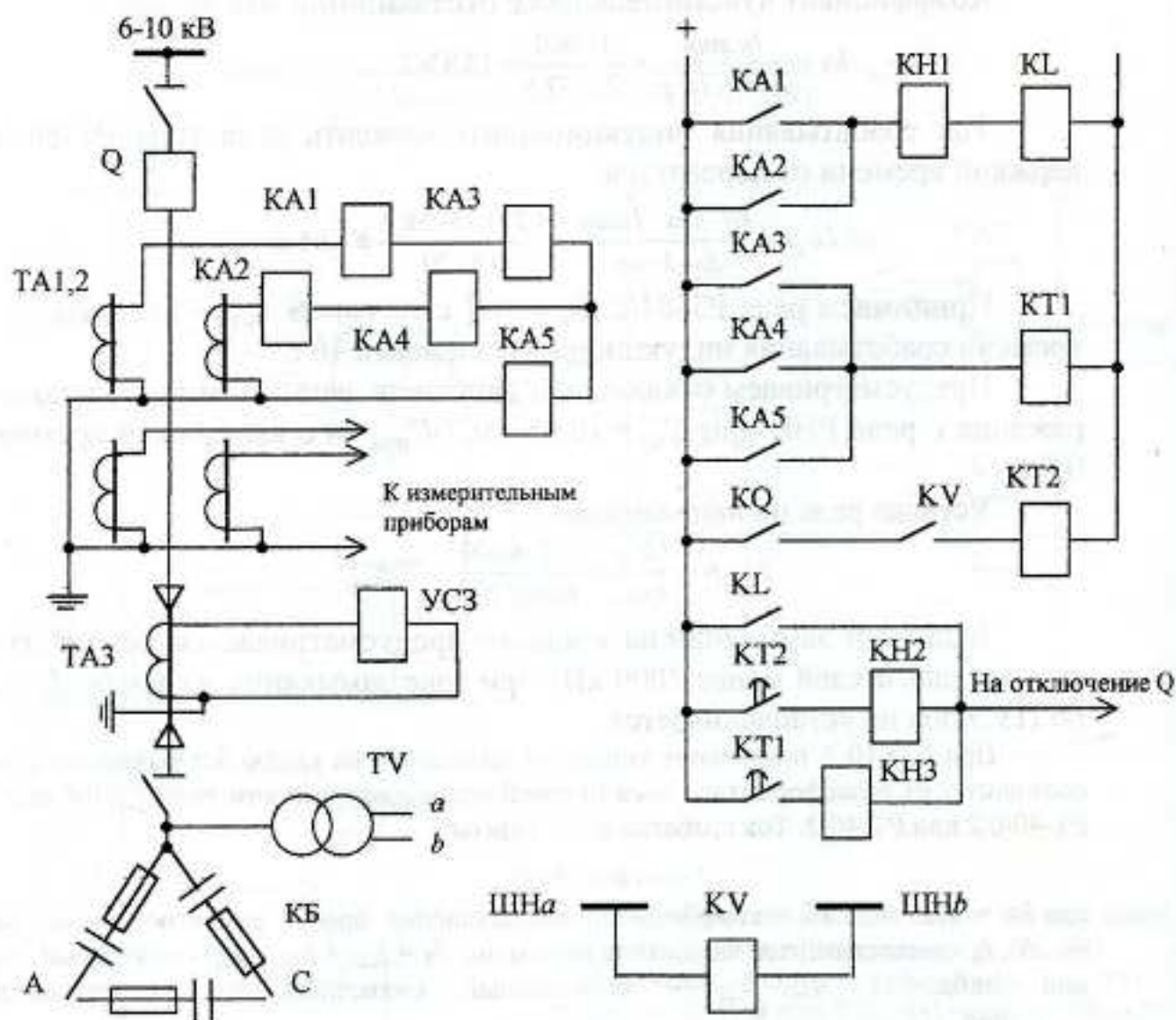


Рис. 13.9. Принципиальная схема защиты высоковольтных конденсаторных батарей.

Q – выключатель; ТА1- ТА3 – трансформаторы тока; КА1 – КА5 – реле тока типа РТ-40; КV – реле напряжения типа РН - 58; КТ1 – реле времени типа ЭВ-142; КТ2 – реле времени типа Е - 512; КL – реле промежуточное типа РП-23 или РП-251; КН1, КН2 – реле указательные типа РУ-21; КQ – контакт реле положения выключателя Q «включено»; UCS – устройство сигнализации замыканий на землю.

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = k_{cx} \cdot \frac{I_{c.z}}{k_{тт}} = 1,0 \cdot \frac{130}{100/5} = 6,5 \text{ A.}$$

Принимаем уставку 7 А реле РТ – 40/10 [6, с. 56].

Чувствительность защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{c.z}} = \frac{2000}{7 \cdot 100/5} = 14,2 > 2.$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки определяется условием:

$$I_{c.z} \leq 1,3 I_{ном} = 1,3 \cdot 65 = 84,5 \text{ A}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = k_{cx} \cdot \frac{I_{c.z}}{k_{тт}} = 1,0 \cdot \frac{84,5}{100/5} = 4,2 \text{ A.}$$

Принимаем реле РТ – 40/6 с уставкой 4 А [6, с. 56].

Выдержка времени принимается 9...10 с, реле ЭВ – 142 [6, с. 162].

Первичное напряжение срабатывания защиты от повышения напряжения:

$$U_{c.z} \leq 1,1 U_{ном} = 1,1 \cdot 6000 = 6600 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания реле:

$$U_{c.p} = \frac{U_{c.z}}{k_{м.н}} = \frac{6600}{6000/100} = 110 \text{ В.}$$

Принимаем уставку 110 В, реле РН – 58 [6, с.138].

Выдержка времени защиты устанавливается 3...5 мин, реле Е - 512 [6, с.170].

Защита от замыканий на землю устанавливается при  $I_z > 20$  А. Ток срабатывания защиты выбирается с учетом получения необходимой чувствительности ( $k_{ч} \geq 2$ ) по формуле:

$$I_{c.z} = \frac{I_z}{k_{ч}}$$

### 13.4. ЗАЩИТА СЕКЦИОННОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ НА ШИНАХ ВТОРИЧНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

На выключателе предусматривается установка максимальной токовой защиты мгновенного действия от многофазных повреждений.

Защита предназначена для отключения выключателя в случае включения его на КЗ.

#### ПРИМЕР 13.5.

Расчитать защиту секционного выключателя, снабженного устройством АВР и установленном на подстанции с пятью присоединениями на каждой секции шин. Защита выполняется с двумя реле типа РТМ/Данные сети:  $I_{к.мин} = 12,8$  кА,  $U_{ном} = 10$  кВ,  $I_{р.макс.} = 600$  А (рис. 13.10).

Тип трансформаторов тока ТПОФ – 10 – 600.

*Решение.* Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = k_{cx} \cdot k_{ч} \cdot k_{зан} \cdot \frac{I_{р.макс.}}{k_{в} \cdot k_{тт}} = 1 \cdot 1,2 \cdot 4 \cdot \frac{600}{0,8 \cdot 600/5} = 30 \text{ A,}$$

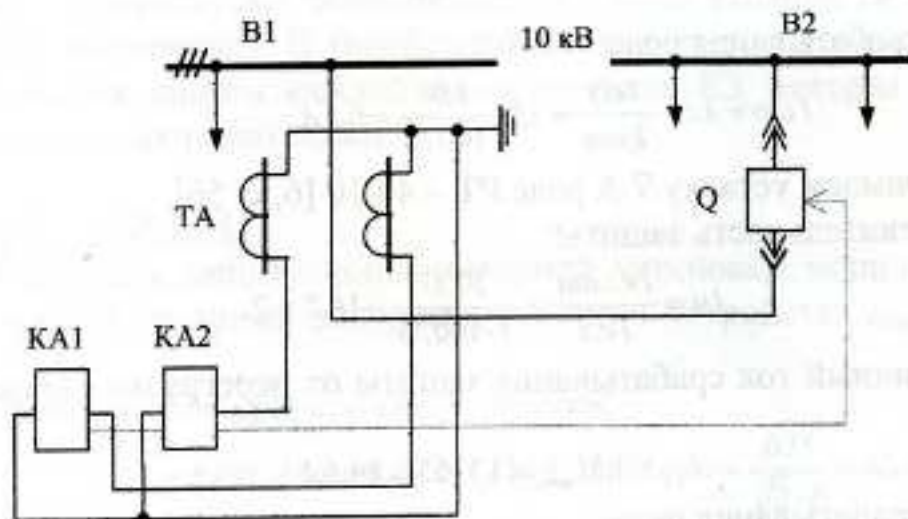


Рис.13.10. Принципиальная схема защиты на секционном выключателе

где  $k_{зап} = 4$ , коэффициент, учитывающий кратность сверхтока нагрузки по отношению к расчетному току.

Принимаем уставку 30 А, реле РТМ – III (табл. П.18)

Ток срабатывания защиты составит:

$$I_{сз} = I_{с.р} \cdot k_{тт} = 30 \cdot 600 / 5 = 3600 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{сз}} = \frac{12800}{3600} = 3,5 > 2.$$

### 13.5. ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Линии внутреннего электроснабжения промышленных предприятий напряжением 6 – 35 кВ имеют, как правило, одностороннее питание. Длина таких линий сравнительно мала (обычно в пределах 0,1...3 км) и выполняются они с изолированной нейтралью. Для таких сетей устанавливают устройства релейной защиты от многофазных замыканий и однофазных замыканий на землю.

Для защиты от многофазных замыканий с питающей стороны предусматривают двухступенчатую максимальную токовую защиту: первая ступень – двухрелейная отсечка, а вторая двух- или трехрелейная МТЗ с зависимой (РТ – 80) или независимой (РТ – 40) от тока характеристикой выдержки времени.

#### ПРИМЕР 13.6.

Расчитать защиту кабельной линии, отходящей от шин 10 кВ подстанции (рис. 13.10). Максимальный ток нагрузки при наиболее тяжелом режиме работы линии  $I_{р.макс} = 250 \text{ А}$ . Ток КЗ в конце линии  $I_{к.мин} = 1,8 \text{ кА}$ , ток замыкания на землю  $I_C = 3,5 \text{ А}$ .

*Решение.* Максимальная токовая защита отстраивается от максимального тока линии:

$$I_{c.p.} = \frac{k_n I_{p.m.}}{k_n k_{m.m.}} = \frac{1,2 \cdot 250}{0,85 \cdot 300/5} = 5,9 A,$$

где коэффициент надежности  $k_n = 1,1 \dots 1,2$ . Принимаем уставку 6 А, реле РТ-40/10 [6, с.56].

$$\text{Коэффициент чувствительности: } k_v = \frac{I_{c.m.m.}}{I_{c.з}} = \frac{1800}{6 \cdot 300/5} = 5 > 1,5.$$

Токовая отсечка отстраивается от тока КЗ в конце линии:

$$I_{c.p.} = \frac{k_n I_{c.m.m.}}{k_{m.m.}} = \frac{1,2 \cdot 1800}{300/5} = 36 A,$$

коэффициент надежности  $k_n$  принимается равным 1,2...1,3 для реле типа РТ-40 и 1,4...1,5 для реле типа РТ – 80. Принимаем уставку 40 А реле РТ – 40/50 [6, с. 56].

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю:

$$I_{c.з} = k_n k_{бр} I_C = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 3,5 = 10,5 A,$$

где  $k_n$  - коэффициент надежности, принимается равным 1,1...1,2;  $k_{бр}$  - коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока  $k_{бр} = 2 \dots 2,5$ ;  $I_C$  - собственный емкостный ток линии, включая емкостный ток сети, получающей питание по защищаемой линии. Ориентировочно значение  $I_C$  можно определить по таблице П. 4.

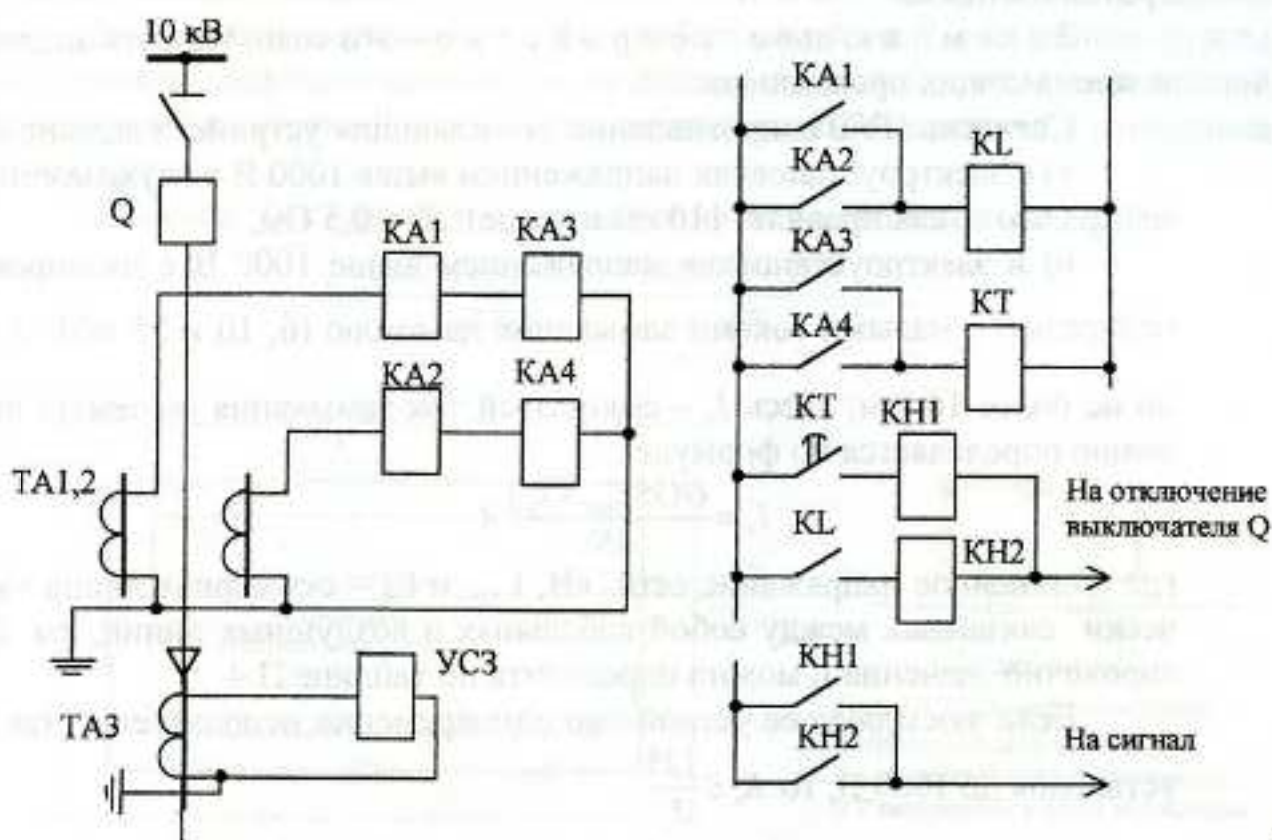


Рис. 13.10. Принципиальная схема защиты линии напряжением 6 – 10 кВ.

Q – выключатель; ТА1...ТА3 – трансформаторы тока; КА1 – КА4 – реле тока типа РТ-40; КТ – реле времени типа ЭВ-122; КЛ – реле промежуточное типа РП-23 или РП-251; КН1, КН2 – реле указательные типа РУ-21; УСЗ – устройство сигнализации замыканий на землю.

## 14. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется **з а щ и т н ы м**, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения. Наибольшее допустимое напряжения прикосновения в зависимости от тока и длительности его воздействия можно определить по таблице [3. с. 94].

Заземление предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется **р а б о ч и м з а з е м л е н и е м**. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется **г р о з о з а щ и т н ы м**.

В большинстве случаев одно и то же заземляющее устройство выполняет несколько функций, т. е. одновременно является защитным, рабочим и грозозащитным.

**З а з е м л я ю щ е е у с т р о й с т в о** – это совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющих устройств должно быть:

а) в электроустановках напряжением выше 1000 В с глухозаземленной нейтралью с (как правило, 110 кВ и выше):  $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ ,

б) в электроустановках напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью с малыми токами замыкания на землю (6, 10 и 35 кВ):  $R_3 = \frac{250}{I_3}$ ,

но не более 10 Ом; здесь  $I_3$  – емкостный ток замыкания на землю приближенно определяется по формуле:

$$I_3 = \frac{U(35L_{\text{каб}} + L_{\text{в}})}{350} \text{ А,}$$

где  $U$  – линейное напряжение сети, кВ;  $L_{\text{каб}}$  и  $L_{\text{в}}$  – суммарная длина электрически связанных между собой кабельных и воздушных линий, км. Ориентировочно значение  $I_3$  можно определить по таблице П.4.

Если заземляющее устройство одновременно используется также для установок до 1000 В, то  $R_3 \leq \frac{125}{I_3}$ .

в) в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали или с изолированной нейтралью:  $R_3 \leq 4 \text{ Ом}$ ; если к заземляющему устройству подсоединены генераторы и трансформаторы с суммарной мощностью не более 100 кВА, то допускается иметь:  $R_3 \leq 10 \text{ Ом}$ .



Если заземляющее устройство является общим для распределительных устройств электроустановок различных напряжений, то за расчетную величину сопротивлений заземления принимается наименьшая из требуемых величин.

В качестве заземлителей применяют: для вертикального погружения в землю – стальные стержни диаметром 12...16 мм, угловую сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальные (некондиционные) трубы с толщиной стенки не менее 3,5 мм; для горизонтальной укладки стальные полосы толщиной не менее 4 мм или круглую сталь диаметром 6 мм.

Расчет заземляющего устройства производится для определения типа заземлителей, их количества и места размещения.

Заземляющие проводники, которые предназначены для присоединения частей электроустановки с заземлителем, в большинстве случаев принимают по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по ПУЭ.

Рассмотрим на примере расчет заземляющего устройства подстанции.

#### ПРИМЕР 14.1.

Расчитать заземляющее устройство подстанции 35/6 кВ, находящейся во II-ой климатической зоне. На стороне 35 кВ электрически связанные воздушные линии составляют 20 км. На стороне 6 кВ электрически связанные воздушные линии составляют 8 км, кабельные 4 км. Собственные нужды подстанции получают питание от трансформатора 6/0,4 кВ с заземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ. Естественных заземлителей нет. Грунт глина  $\rho = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

*Решение.* Ток однофазного замыкания на землю в сети 35 кВ:

$$I_3 = \frac{U(35I_{\text{каб}} + I_{\text{в}})}{350} = \frac{35(35 \cdot 0 + 20)}{350} = 2 \text{ А.}$$



Рис 10. 1. План заземляющего устройства к примеру 10.1

- 1 – площадь, занятая оборудованием (16 × 6) м<sup>2</sup>;
- 2 – контур заземления (18 × 8) м<sup>2</sup>;
- 3 – ограждение подстанции (20 × 20) м
- 4 – вертикальные заземлители

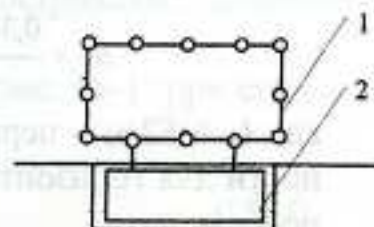


Рис. 10.2 Контур заземления встроенной подстанции  
1 – наружный контур заземления  
2 – внутренний контур заземления

Ток однофазного замыкания на землю в сети 6 кВ:

$$I_z = \frac{6(35 \cdot 4 + 8)}{350} = 2,54 \text{ А.}$$

Ток однофазного замыкания на землю можно ориентировочно определить и по табл. П.4.

Сопротивление заземляющего устройства для сетей напряжением 6 и 35 кВ при общем заземлении составит:

$$R_z = \frac{125}{I_z} = \frac{125}{2,54} = 49,2 \text{ Ом.}$$

Так как сопротивление заземляющего устройства для электроустановок до 1000 В, имеющих на подстанции, должно быть не более 4 Ом, то принимаем в качестве расчетного наименьшее  $R_z = 4 \text{ Ом}$ .

Заземляющее устройство выполняем в виде контура из полосы 40×4 мм (горизонтальный заземлитель), проложенной на глубине  $t_0 = 0,7 \text{ м}$  вокруг оборудования подстанции, и вертикальных заземлителей уголков размером 50×50×5 мм и длиной  $\ell = 3 \text{ м}$ . Расстояние между уголками для предварительных расчетов принимаем  $a = 5 \text{ м}$ .

Определяем сопротивление одного вертикального заземлителя

$$R_{z0} = \frac{0,366 \rho \cdot k_c}{l} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \frac{0,366 \cdot 70 \cdot 1,5}{3} \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 28,7 \text{ Ом.}$$

здесь  $d = 0,95b$ ;  $b$  – ширина полки уголка, м;  $t$  – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода  $t = t_0 + 0,5 \cdot \ell = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ м}$ ;  $\rho$  – удельное сопротивление грунта (табл. П.12);  $k_c$  – коэффициент сезонности для вертикальных электродов (табл. 14.1).

Определяем примерное количество вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $\eta_z = 0,66$  для  $a/\ell = 5/3 = 1,7 \approx 2$  (табл. П.11).

$$n = \frac{R_{z0}}{R_z \cdot \eta_z} = \frac{28,7}{4 \cdot 0,66} = 11 \text{ шт.}$$

Определяем сопротивление горизонтального заземлителя (полосы):

$$R_z = \frac{0,366 \rho \cdot k_c}{l_z} \cdot \lg \frac{2l^2}{d \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 70 \cdot 3,7}{52} \cdot \lg \frac{2 \cdot 52^2}{0,04 \cdot 0,7} = 9,5 \text{ Ом.}$$

где  $l_z = 52 \text{ м}$  – периметр контура заземления;  $k_c = 3,7$  – коэффициент сезонности для горизонтальной полосы (табл. 14.1);  $d = 40 \text{ мм} = 0,04 \text{ м}$  – ширина полосы.

Действительное сопротивление горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования  $\eta_z = 0,4$  (табл. П.10):

$$R'_z = \frac{R_z}{\eta_z} = \frac{9,5}{0,4} = 23,7 \text{ Ом.}$$

Уточненное (необходимое) сопротивление вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_{z0} = \frac{R'_z \cdot R_z}{R'_z - R_z} = \frac{23,7 \cdot 4}{23,7 - 4} = 4,8 \text{ Ом.}$$

Таблица 14.1. Значение коэффициента сезонности  $K_C$  для различных климатических зон.

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых электродов	Климатические зоны России и СНГ			
	1	2	3	4
1. Климатические признаки зон: Средняя многолетняя низшая температура (январь), °С .....	от -20 до -15	от -14 до -10	от -10 до 0	от 0 до +5
Средняя многолетняя высшая температура (июль), °С .....	от +16 до +18	от +18 до +22	от +22 до +24	от +24 до +26
Среднегодовое количество осадков, см .....	40	50	50	30 - 50
Продолжительность замерзания вод, дни .....	190 - 170	150	100	0
2. Значение коэффициента $K_C$ :				
а) при применении стержневых электродов длиной 2 - 3 м и глубине заложения их вершины 0,5 - 0,8 м .....	1,8 - 2,0	1,5 - 1,8	1,4 - 1,6	1,2 - 1,4
б) при применении протяженных электродов (полос) и глубине заложения 0,8 м .....	4,5 - 7,0	3,5 - 4,5	2,0 - 2,5	1,5 - 2,0

Уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{R_{в0}}{\eta \cdot R'_{в}} = \frac{28,7}{0,66 \cdot 4,8} = 9,1.$$

Принимаем к установке 10 вертикальных заземлителей (уголков).

## 15. ЗАЩИТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Прямой удар является наиболее опасным из всех проявлений молнии с точки зрения поражения зданий и сооружений. Защита от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами. При расчете молниеотводов учитывается необходимость получения определенной зоны защиты, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Для одиночного стержневого молниеотвода (рис. 15-1) при его высоте менее 30 м радиус защиты:

$$r_x = 1,6h \frac{h - h_x}{h + h_x}, \quad (15-1)$$

где  $h$  – высота молниеотвода;  $h_x$  – высота защищаемого объекта.

Высота молниеотвода определяется из этого выражения решением квадратного уравнения относительно  $h$ :

$$h = \frac{1,6h_x + r_x}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6h_x + r_x}{3,2}\right)^2 + \frac{h_x r_x}{1,6}}.$$

### ПРИМЕР 15.1.

Расчитать высоту одиночного стержневого молниеотвода для открытой подстанции (рис. 15.1). Необходимые данные указаны на рисунке.

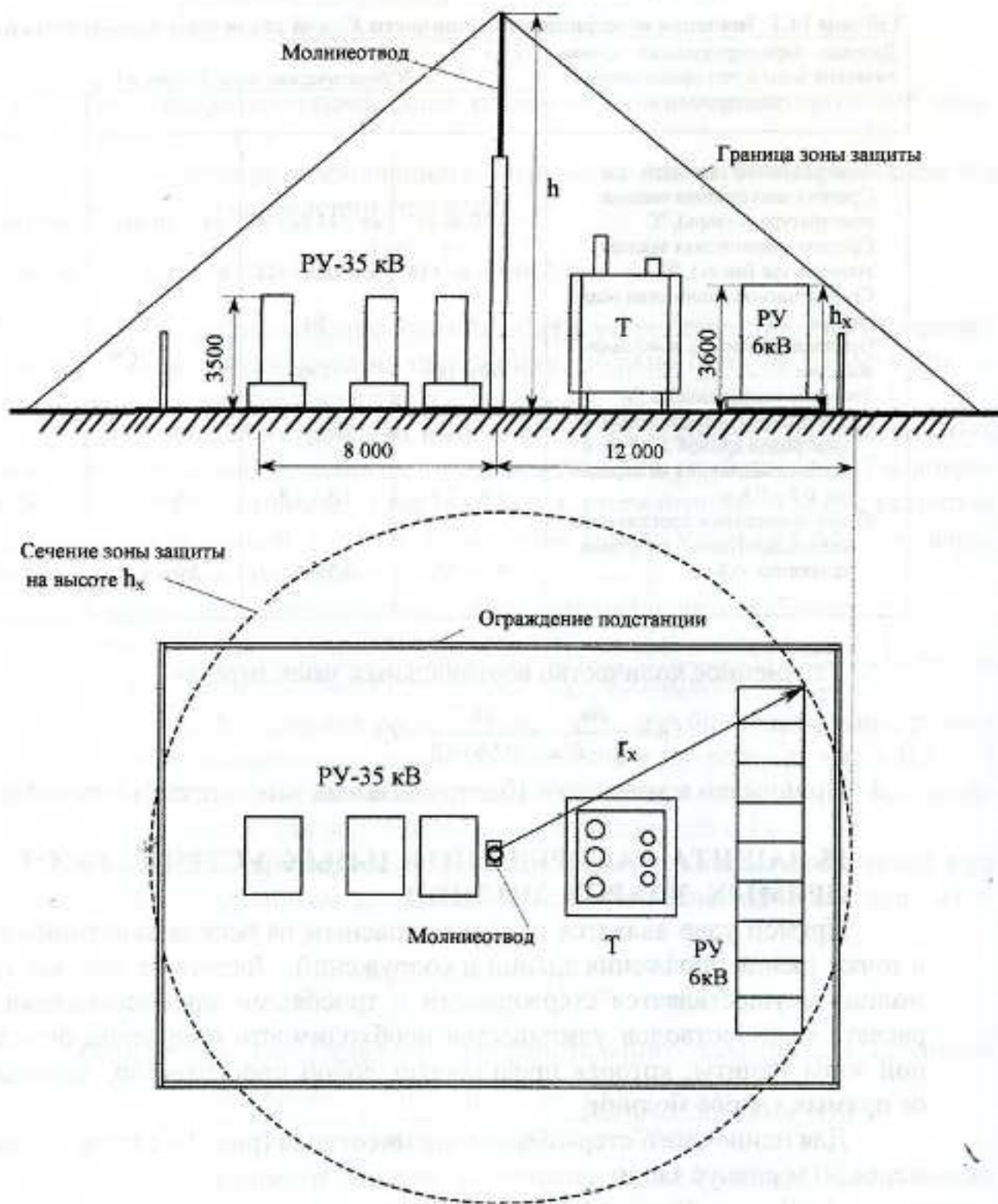


Рис. 15.1. Эскиз подстанции 35/6 кВ к примеру 15.1.

*Решение.* Из рисунка видно, что в наиболее опасной зоне будет находиться РУ-6 кВ, поэтому высоту молниеотвода будем определять исходя из  $r_x = 12$  м и  $h_x = 3,6$  м.

$$h = \frac{1,6 \cdot 3,6 + 12}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6 \cdot 3,6 + 12}{3,2}\right)^2 + \frac{3,6 \cdot 12}{1,6}} = 13,2 \text{ м.}$$

Для двойного стержневого молниеотвода (рис. 15.3), значение  $r_x$  во внешних областях зон защиты определяется так же как и для одиночного молниеотвода.

Расчетную ширину внутренней зоны защиты  $b_x$  на высоте  $h_x$  определяют по формуле:

$$b_x = 4r_x \cdot \frac{7h_0 - a}{14h_0 - a} \quad (15-2)$$

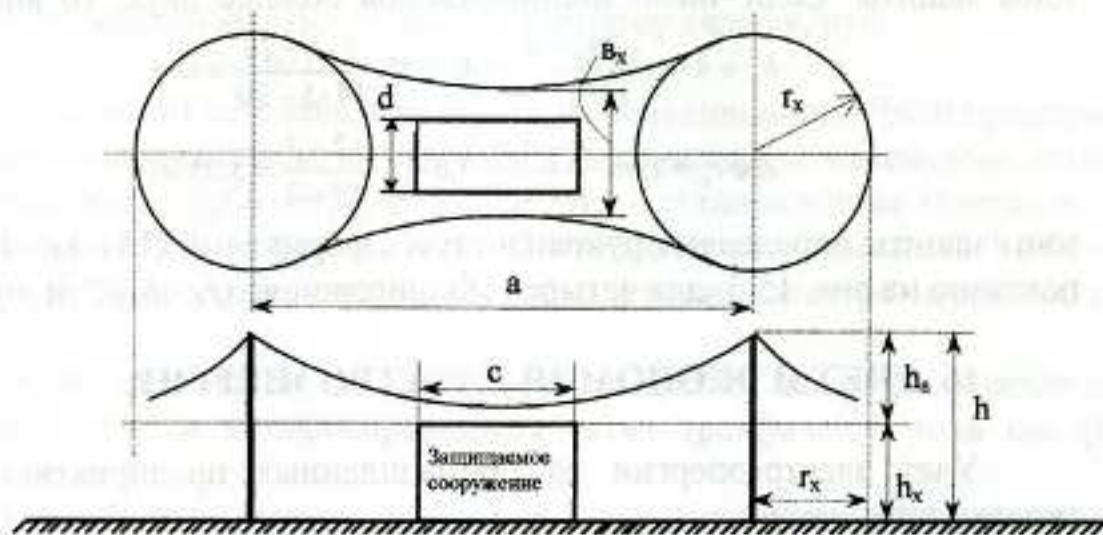


Рис. 15.2. Зона защиты двух стержневых молниеотводов при их одинаковой высоте.

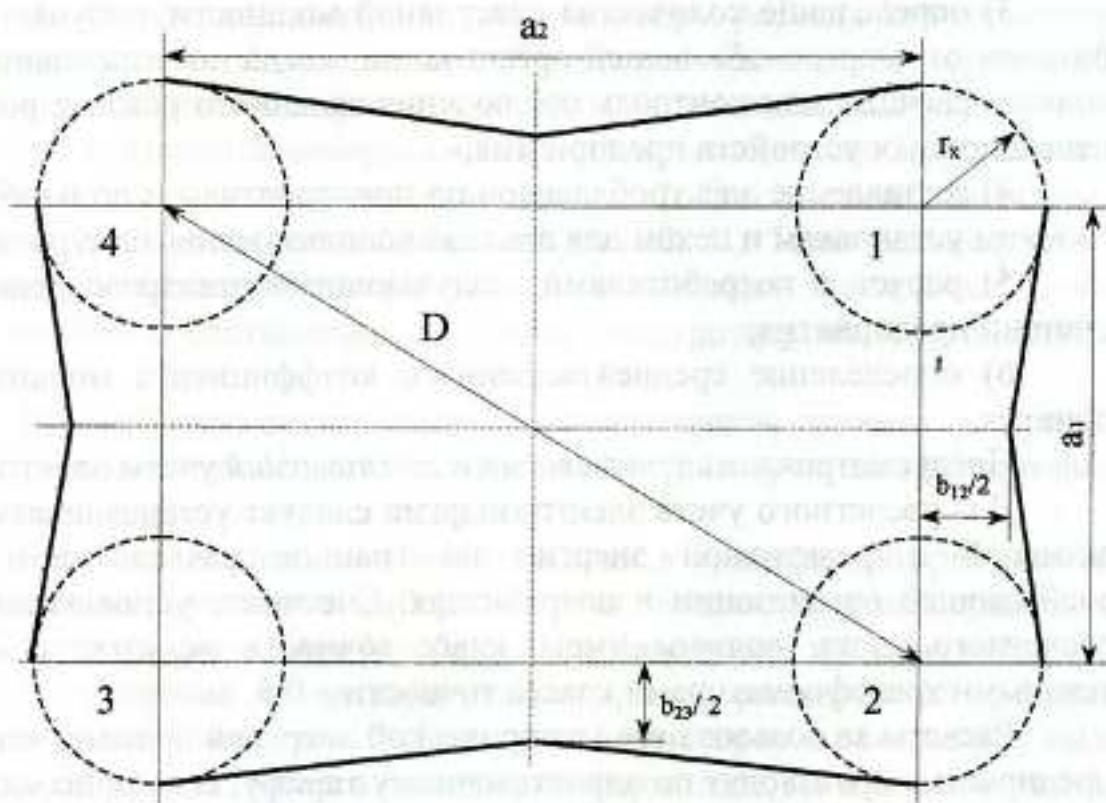


Рис. 15.3 Зона защиты четырех стержневых молниеотводов.

**ПРИМЕР 15.2.**

Рассчитать зону защиты двух стержневых молниеотводов (рис.15.2) высотой  $h = 12$  м при расстоянии между молниеотводами  $a = 20$  м. Защищаемое сооружение имеет высоту  $h_x = 7$  м и  $cd = 8 \times 3$  м.

*Решение.* Определяем активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x = 12 - 7 = 5 \text{ м.}$$

Определяем наименьшую ширину зоны защиты на высоте  $h_x$ :

Так как  $b_x > d$ , следовательно защищаемый объект находится внутри зоны защиты. Если число молниеотводов больше двух, то внешние части

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7h_a - a}{14h_a - a} = 4 \cdot 5,05 \cdot \frac{7 \cdot 5 - 20}{14 \cdot 5 - 20} = 6 \text{ м,}$$

$$\text{где } r_x = 1,6h \cdot \frac{h - h_x}{h + h_x} = 1,6 \cdot 12 \cdot \frac{12 - 7}{12 + 7} = 5,05 \text{ м.}$$

зоны защиты определяют руководствуясь формулами (15-1) и (15-2), как это показано на рис. 15.3 для четырех молниеотводов ( $r_x$ ;  $b_{12}/2$  и  $b_{23}/2$ ).

**16. УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Учет электроэнергии на промышленных предприятиях имеет несколько назначений:

- 1) расчет за электроэнергию с энергоснабжающей организацией;
- 2) контроль расхода активной энергии в отдельных цехах и на объектах;
- 3) определение количества реактивной мощности, получаемой потребителем от энергоснабжающей организации, когда по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсационных устройств предприятия;
- 4) составление электробалансов по предприятиям и по наиболее энергоемким установкам и цехам для анализа использования электроэнергии;
- 5) расчет с потребителями, получающими электроэнергию от подстанций предприятия;
- 6) определение средневзвешенного коэффициента мощности предприятия.

Предусматриваются *расчетный* и *технический* учеты электроэнергии.

Для расчетного учета электроэнергии следует устанавливать счетчики активной и реактивной энергии на границе раздела сети электро-снабжающей организации и потребителя. Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, должны иметь класс точности не ниже 2 с измерительными трансформаторами класса точности – 0,5.

Расчеты за пользование электрической энергией промышленные предприятия производят по одноставочному тарифу, если присоединенная мощность не превышает 750 кВА; по двухставочному тарифу, если она выше 750 кВА. Для одноставочных тарифов стоимость израсходованной электроэнергии, руб.,

$$C = c_0 \cdot Wa \cdot 10^{-2},$$

где  $Wa$  – количество израсходованной предприятием электроэнергии, кВт·ч;  $c_0$  – тарифная ставка за 1 кВт·ч, коп/(кВт·ч).

Двухставочный тариф состоит из основной и дополнительной ставок. Основная ставка предусматривает плату за 1 кВт заявленной потребителем мощности, участвующей в суточном максимуме нагрузки электросистемы. Дополнительная ставка предусматривает плату за каждый израсходованный киловатт-час активной электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком. Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу, руб.,

$$C = aI(P_{рнн} + P_{дв}) + vI Wa,$$

где  $aI$  – плата за 1 кВт заявленной (расчетной) мощности  $P_{рнн}$  предприятия на стороне напряжением до 1000 В, участвующей в максимуме нагрузки электросистемы, руб/год [7, с. 351];  $P_{дв}$  – установленная мощность всех электродвигателей напряжением 6 – 10 кВ, кВт;  $vI$  – стоимость 1 кВт·ч активной энергии по счетчику;  $Wa$  – расход активной электроэнергии по счетчику, кВт·ч.

Схемы включения счетчиков для измерения активной и реактивной энергии в трех и четырехпроводных сетях трехфазного тока см. [8, с. 319...320].

В некоторых случаях применяются счетчики активной энергии, снабженные указателем фиксирующим максимум нагрузки и контактными часами [7, с. 490].

На промышленных предприятиях очень важно иметь технический учет. Он служит для контроля удельных норм расхода электроэнергии цехов, крупных агрегатов, а также для учета расхода электроэнергии на хозяйственные и подсобные нужды. Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются *контрольными счетчиками* (класса 2,5) с классом точности измерительных трансформаторов – 1. Эти счетчики включают, как правило, в сеть низшего напряжения (до 1000 В). Технический учет является одним из важнейших мероприятий по экономии электрической энергии, дает полное представление о расходе электроэнергии в цехе, отделении, бригаде.

При передаче электроэнергии от источников питания до приемников теряется в среднем 10 ... 15%, поэтому вопросы уменьшения потерь на ее транспорт являются весьма актуальными.

Уменьшение потерь электроэнергии в трансформаторах можно достичь путем правильного выбора числа и мощности трансформаторов, исключения холостого хода (особенно для сварочных трансформаторов и машин) и изменения числа работающих трансформаторов на предприятиях при изменениях нагрузки. Работа трансформаторов в режиме ХХ вызывает лишние потери не только в самом трансформаторе, но и во всей системе питания из-за низкого коэффициента мощности.

Для уменьшения потерь в питающих линиях необходимо уменьшить протекающий через них ток. Это возможно, например, при использовании

резервных и параллельно работающих линий, а также при повышении напряжения в распределительных сетях.

Потери энергии возрастают при неравномерном распределении нагрузок по фазам трехфазной системы; в этом случае потери электроэнергии больше, чем при симметричной нагрузке. Равномерность загрузки фаз обеспечивают в первую очередь за счет правильного распределения однофазных и двухфазных нагрузок по фазам.

Значительную экономию электроэнергии дает установка понижающих трансформаторов с высшим напряжением 110, 35, 10 и 6 кВ вблизи приемников электроэнергии и сокращение длины цеховых сетей 0,66 ... 0,23 кВ.

При эксплуатации цехового электрооборудования в целях экономии электроэнергии должны периодически проводится следующие виды работ:

1) смазка подшипников электродвигателей, что уменьшает потери на трение и нагрев материалов, из которых изготовлен двигатель;

2) очистка воздушных фильтров системы подачи воздуха для принудительного охлаждения двигателей, очистка вентиляционных каналов от пыли, что уменьшает нагрев электродвигателей, а следовательно и электрические потери;

3) проверка болтовых соединений шинопроводов 0,4 – 10 кВ. Активное сопротивление болтового соединения не должно превышать активного сопротивления целой шины аналогичной длины;

4) измерение сопротивления изоляции электрических машин, трансформаторов, аппаратов управления, кабелей и проводов. Поддержание сопротивления изоляции на высоком уровне (не менее 1 кОм на 1 В рабочего напряжения) – важное средство повышения надежности работы электрооборудования;

5) очистка ламп, осветительной арматуры, светильников и стекол оконных проемов. Это позволяет экономить 10...15% электроэнергии на освещение;

6) применение ограничителей ХХ на оборудовании, имеющем межоперационное время (т. е. время ХХ) 10 с и более, что всегда приводит к экономии электроэнергии.

7) замену незагруженных электродвигателей электродвигателями меньшей мощности. При коэффициенте использования электродвигателя  $k_n = 0,45$  (если нет технологических причин) замена электродвигателя всегда целесообразна.

Простейшие мероприятия по экономии электроэнергии должны подсказываться сознанием человека там, где он находится, например, выключить освещение или другие электроприемники, где их работа в данное время не нужна.

0.12.6.7



## 17. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА



Рис. 17.1. Генпланы промышленных предприятий. М 1:10000

Таблица 17.1. МОЩНОСТЬ И КОЛИЧЕСТВО ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПО ЦЕХАМ

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Электроприемник	Количество электроприемников (ЭП)												
<b>ЦЕХ № 1</b>													
ЭП гр. А- 70 кВт	10	10	10	12	14	20	22	22	23	25	27	29	31
ЭП гр. Б- 55 кВт	12	14	14	16	18	22	25	26	29	30	33	34	34
ЭП гр. В- 40 кВт	11	12	12	14	15	27	28	28	29	29	30	30	31
ЭП гр. Г- 25 кВт	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	36	37	38
ЭП гр. Д- 15 кВт	18	18	20	20	22	32	33	33	34	34	35	35	35
<b>ЦЕХ № 2</b>													
ЭП гр. А- 60кВт	12	12	14	14	14	17	19	22	24	24	24	24	26
ЭП гр. Б- 45 кВт	10	10	12	12	14	20	21	22	24	24	24	25	25
ЭП гр. В- 35 кВт	12	14	14	16	16	20	23	24	26	26	26	28	28
ЭП гр. Г- 20 кВт	18	20	20	20	20	21	23	24	26	26	27	28	28
<b>ЦЕХ № 3</b>													
ЭП гр. А- 60 кВт	10	11	12	13	14	25	25	28	30	30	30	32	32
ЭП гр. Б- 45 кВт	12	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35
ЭП гр. В- 20 кВт	14	15	17	19	20	30	32	34	36	36	38	38	38
ЭП гр. Г- 15 кВт	20	21	21	23	25	25	26	26	28	30	30	32	36
ЭП гр. Д- 10 кВт	25	29	32	32	34	35	36	38	38	38	38	39	39
<b>ЦЕХ № 4</b>													
ЭП гр. А- 50 кВт	8	10	12	14	16	20	22	22	24	24	25	25	26
ЭП гр. Б- 35 кВт	10	12	14	16	18	20	24	24	25	25	26	26	26
ЭП гр. В- 25 кВт	11	13	14	16	18	30	30	30	30	32	32	34	34
ЭП гр. Г- 15 кВт	15	17	18	20	22	22	22	26	26	26	28	28	29
ЭП гр. Д- 10 кВт	20	22	20	22	24	30	20	24	24	22	30	20	26
<b>ЦЕХ № 5</b>													
ЭП гр. А- 15 кВт	20	22	24	24	26	28	28	30	31	33	33	34	38
ЭП гр. Б- 12 кВт	22	24	24	26	26	28	28	30	31	31	32	35	38
ЭП гр. В- 10 кВт	30	36	40	42	46	44	46	47	45	45	40	40	40
ЭП гр. Г- 5 кВт	35	40	48	40	40	40	40	36	28	32	40	40	40
ЭП гр. Д- 2 кВт	35	50	50	48	40	35	50	30	40	42	45	32	42

продолжение таблицы 17.1.

Варианты	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Электроприемник	Количество электроприемников (ЭП)												
<b>ЦЕХ № 1</b>													
ЭП гр. А- 85 кВт	8	9	10	12	14	20	22	22	23	25	28	29	33
ЭП гр. Б- 70 кВт	12	14	14	16	18	22	25	26	29	30	33	34	34
ЭП гр. В- 50 кВт	11	12	12	14	15	27	28	28	29	29	30	30	31
ЭП гр. Г- 30 кВт	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	36	37	38
ЭП гр. Д- 20 кВт	18	18	20	20	22	32	33	33	34	34	35	35	35
<b>ЦЕХ № 2</b>													
ЭП гр. А- 75 кВт	12	12	14	14	14	17	19	22	24	24	24	25	26
ЭП гр. Б- 55 кВт	10	10	12	12	14	20	21	22	24	24	24	25	25
ЭП гр. В- 45 кВт	12	14	14	16	16	20	23	24	26	26	26	28	28
ЭП гр. Г- 25 кВт	18	20	20	20	20	21	23	24	26	26	27	28	28
<b>ЦЕХ № 3</b>													
ЭП гр. А- 65 кВт	10	11	12	13	14	25	25	28	30	30	30	32	32
ЭП гр. Б- 55 кВт	12	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35
ЭП гр. В- 25 кВт	14	15	17	19	20	30	32	34	36	36	38	38	38
ЭП гр. Г- 20 кВт	20	21	21	23	25	25	26	26	28	30	30	32	36
ЭП гр. Д- 15 кВт	25	29	32	32	34	35	36	38	38	38	38	39	39
<b>ЦЕХ № 4</b>													
ЭП гр. А- 70 кВт	8	10	12	14	16	20	22	22	24	24	25	25	26
ЭП гр. Б- 50 кВт	10	12	14	16	18	20	24	24	25	25	26	26	26
ЭП гр. В- 40 кВт	11	13	14	16	18	30	30	30	30	32	32	34	34
ЭП гр. Г- 25 кВт	15	17	18	20	22	22	22	26	26	26	28	28	29
ЭП гр. Д- 20 кВт	20	22	20	22	24	30	20	24	24	22	30	20	26
<b>ЦЕХ № 5</b>													
ЭП гр. А- 20 кВт	20	22	24	24	26	28	28	30	31	33	33	34	38
ЭП гр. Б- 15 кВт	22	24	24	26	26	28	28	30	31	31	32	35	38
ЭП гр. В- 12 кВт	30	36	40	42	46	44	46	47	45	45	40	40	40
ЭП гр. Г- 8 кВт	35	40	48	40	40	40	40	36	28	32	40	40	40
ЭП гр. Д- 4 кВт	35	50	50	48	40	35	50	30	40	42	45	32	42

Электроприемники цехов характеризуются следующими коэффициентами использования  $K_n$  и мощности  $\cos\phi - K_n/\cos\phi$  (табл. 17.2):

Таблица 17.2

	ЦЕХ № 1	ЦЕХ № 2	ЦЕХ № 3	ЦЕХ № 4	ЦЕХ № 5
ЭП гр. А	0,19/0,67	0,22/0,75	0,21/0,75	0,23/0,86	0,25/0,89
ЭП гр. Б	0,23/0,75	0,30/0,80	0,28/0,82	0,23/0,85	0,26/0,86
ЭП гр. В	0,21/0,68	0,32/0,75	0,32/0,80	0,28/0,89	0,30/0,86
ЭП гр. Г	0,35/0,80	0,26/0,82	0,27/0,86	0,25/0,80	0,24/0,75
ЭП гр. Д	0,28/0,82	--	0,30/0,86	0,18/0,67	0,21/0,75

Осветительную нагрузку принять равной 2...7% от суммарной установленной мощности  $\Sigma P_n$  по каждому цеху или определить методом удельной мощности. Нагрузку 1-ой и 2-ой категории можно принять равной 20...80% от расчетной максимальной нагрузки завода  $S_m$ .

Рабочее напряжение внутреннего электроснабжения предприятия для вариантов с 1 по 13 включительно принять равным 6 кВ; для вариантов с 14 по 26 – 10 кВ.

Суточные графики электрических нагрузок (рис. 17.2) и схемы внешнего электроснабжения (рис. 17.3) по вариантам указаны в табл. 17.3:

Таблица 17.3.

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
График эл. нагрузок	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к	а	б	в
Схема внешн. эл.сн.	а	а	б	б	в	в	в	г	г	г	д	д	д

продолжение таблицы 17.3.

Вариант	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
График эл. нагрузок	г	д	е	ж	з	а	б	в	г	д	е	ж	з
Схема внешн. эл.сн.	е	е	с	ж	ж	ж	з	з	з	и	и	к	к

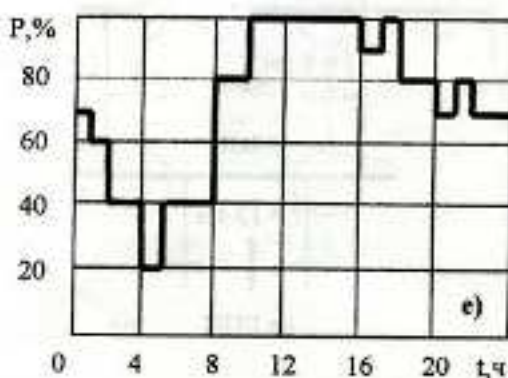
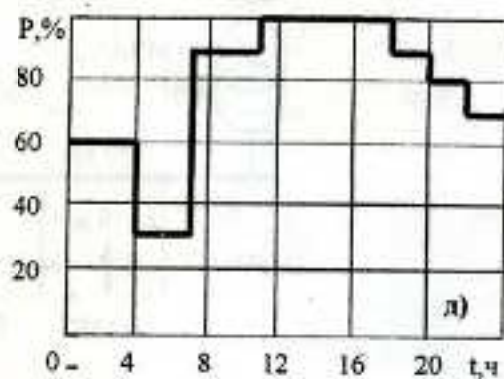
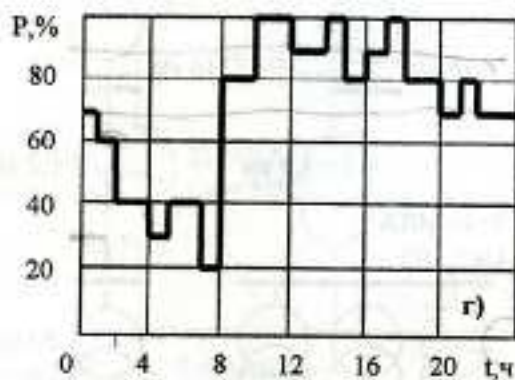
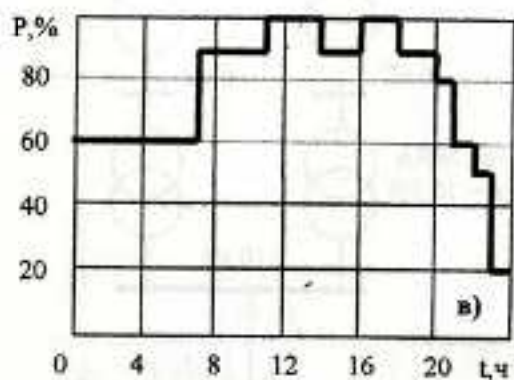
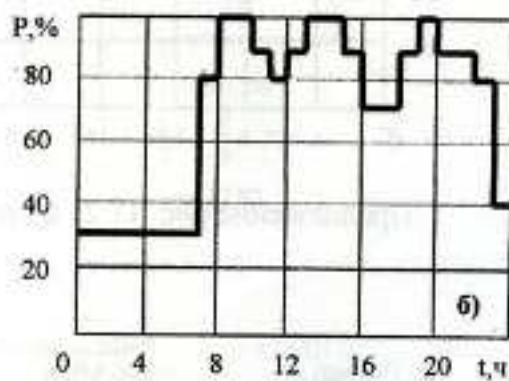
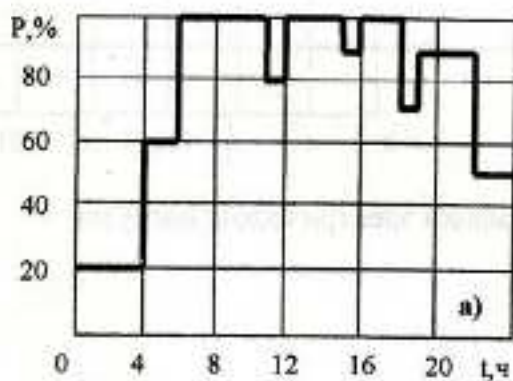
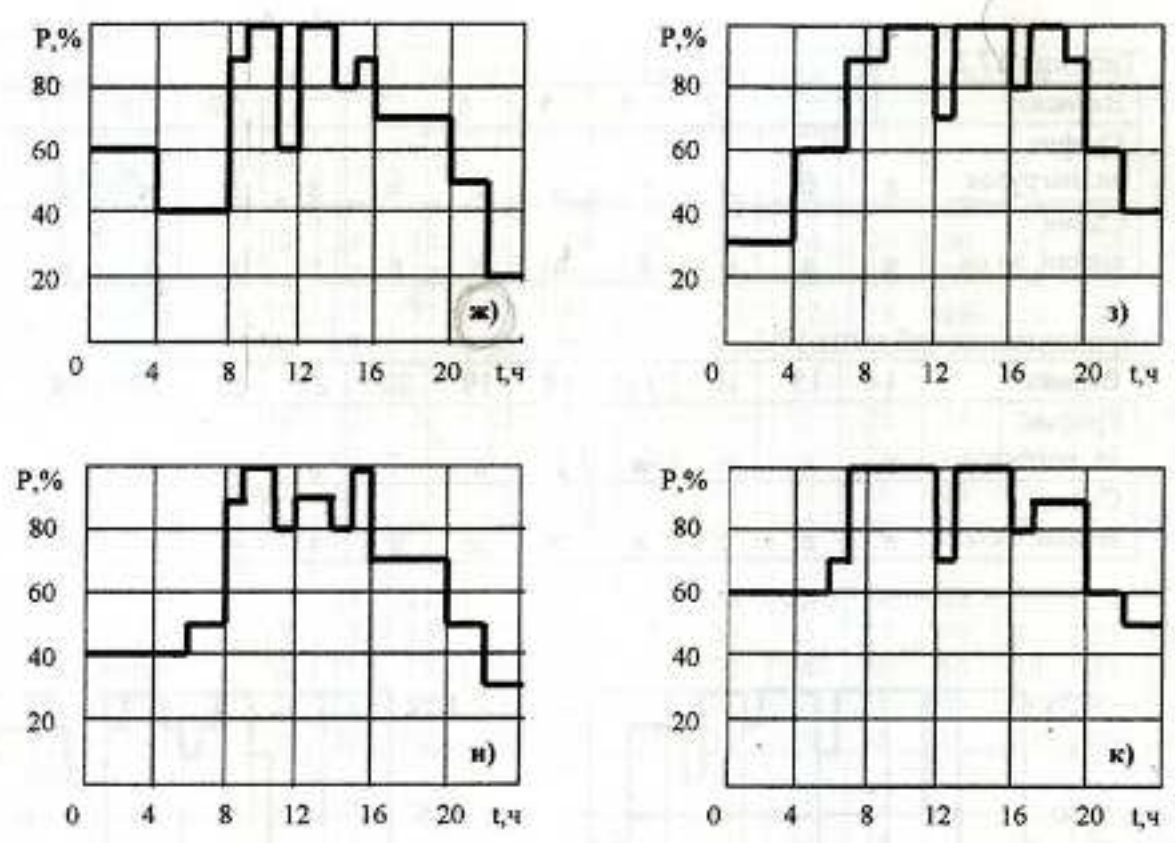


Рис. 17.2 Суточные графики электрических нагрузок.



Продолжение рис. 17.2. Суточные графики электрических нагрузок.

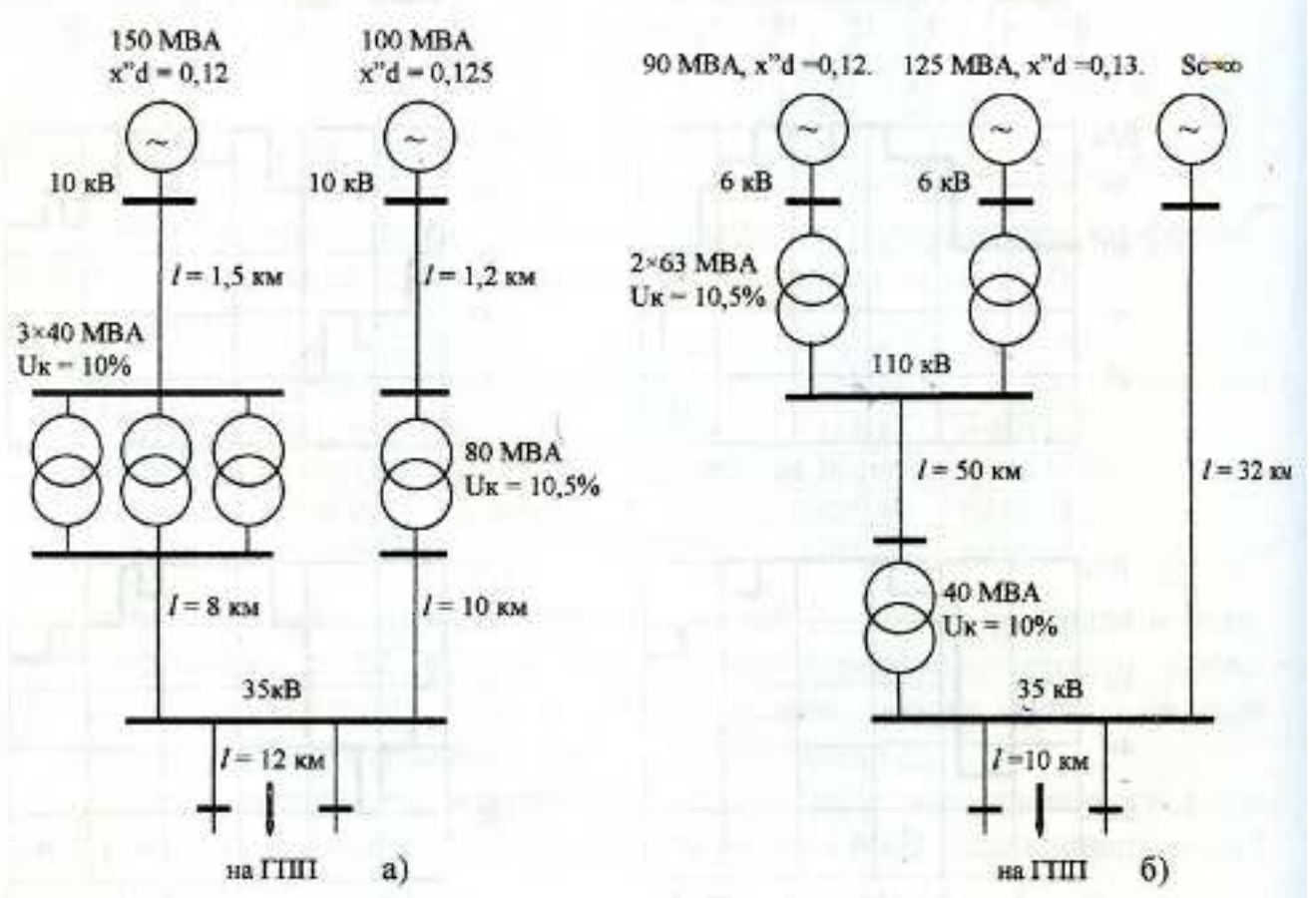
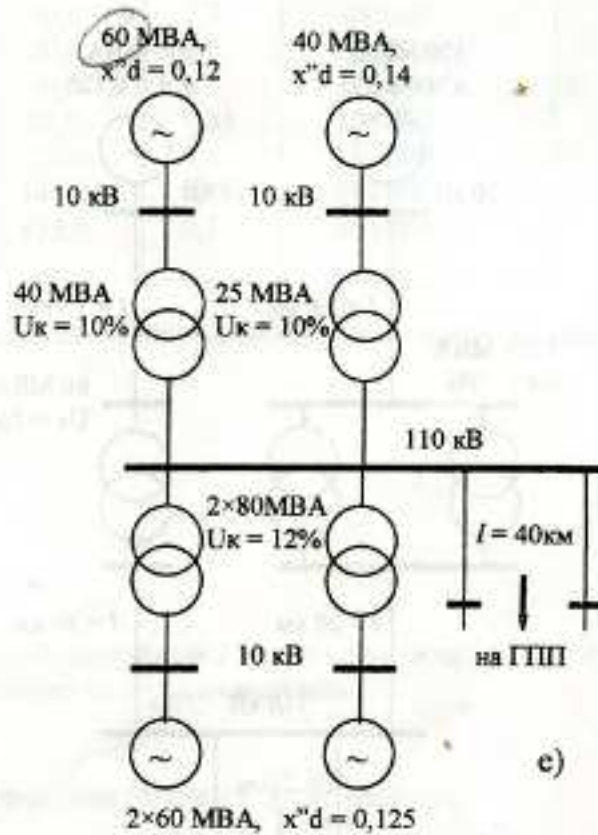
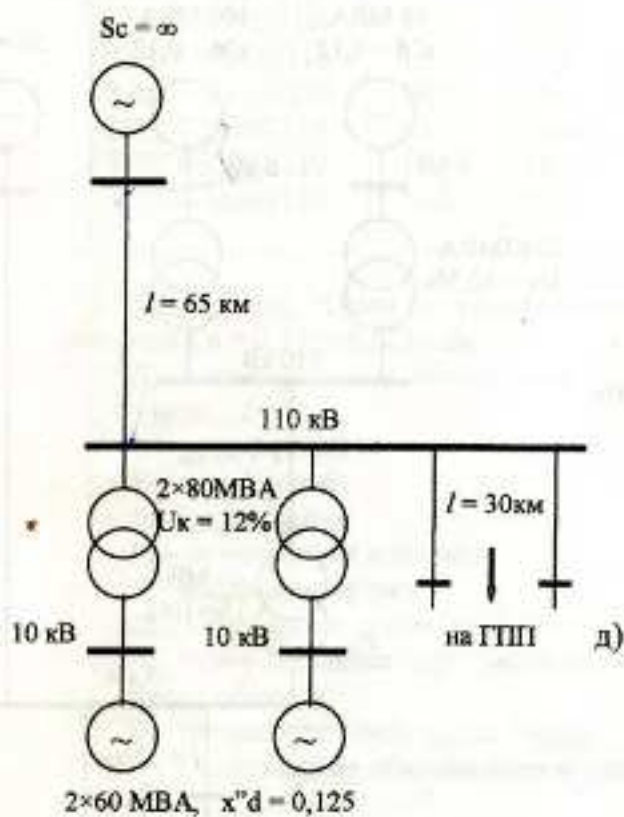
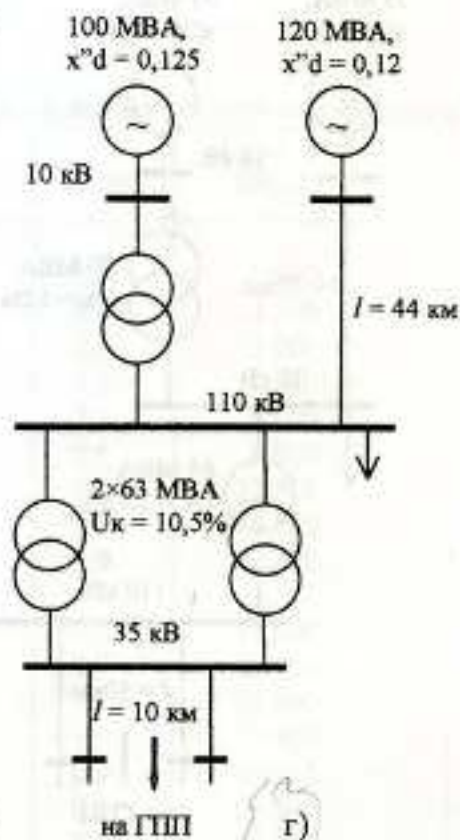
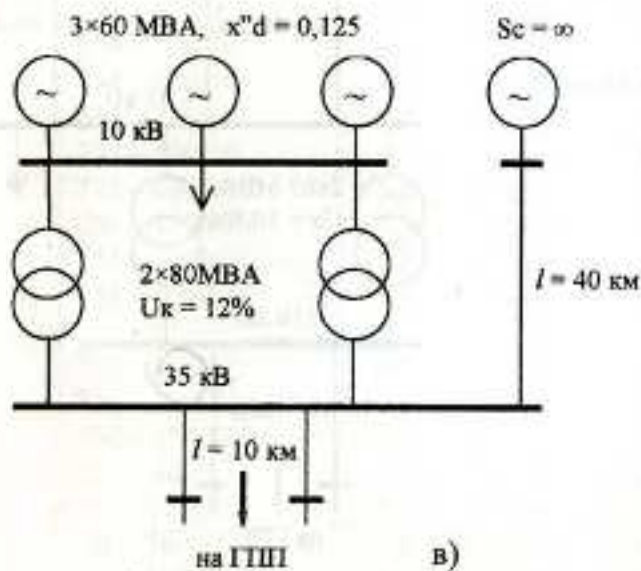
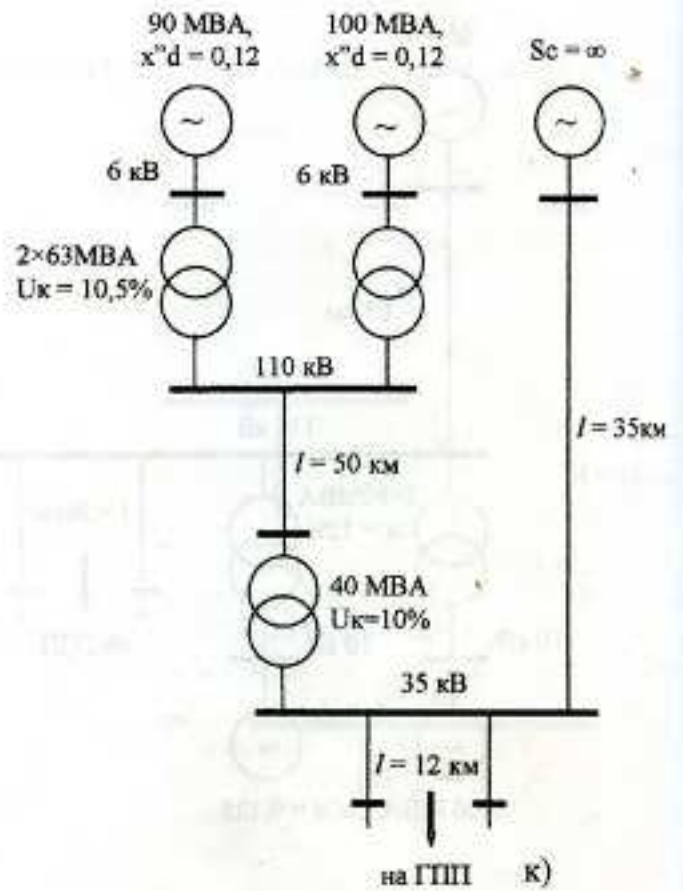
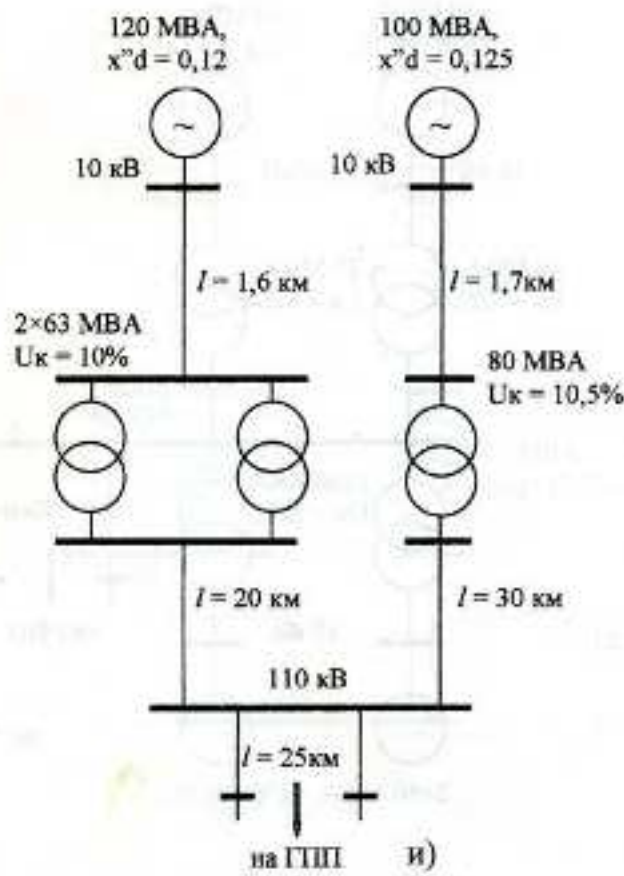
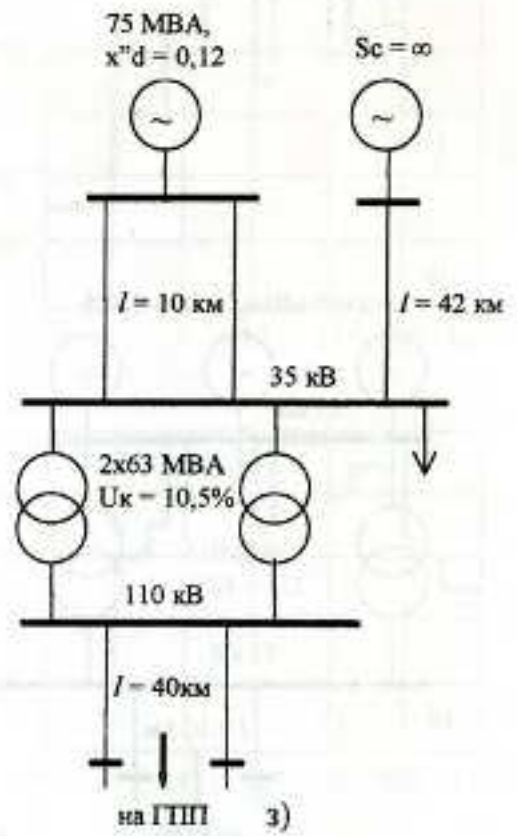
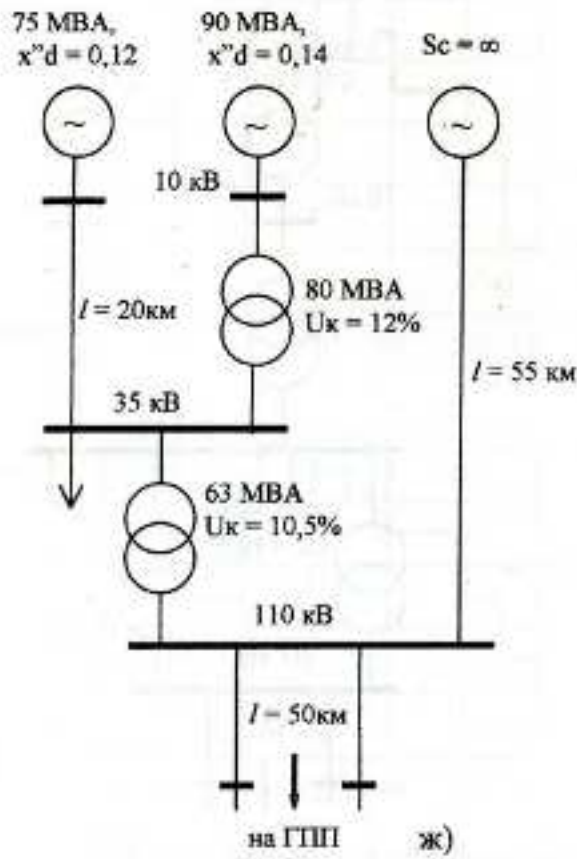


Рис. 16.3. Схемы внешнего электроснабжения.



Продолжение рис. 17.3. Схемы внешнего электроснабжения.



Продолжение рис. 17.3. Схемы внешнего электроснабжения.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

Таблица П.1. Трансформаторы трехфазные силовые общего назначения

Тип	Uк, %	Потери, кВт		Iх, %	Цена, руб. (2002 г.)*
		Pх	Pк		
ТМ – 63/10	4,5	0,265	1,28	2,8	3 900
ТМ – 100/10	4,5	0,365	1,970	2,6	4 300
ТМ – 160/10	4,5	0,540	2,650	2,4	5 000
ТМ – 250/10	4,5	0,780	3,700	2,3	6 000
ТМ – 400/10	4,5	1,080	5,500	2,1	6 600
ТМ – 630/10	5,5	1,680	7,600	2,0	9 000
ТМ – 1000/10	5,5	2,45	12,2	1,4	13 500
ТМ – 1600/10	5,5	3,30	18,0	1,3	18 500
ТМ – 2500/10	5,5	4,60	25,0	1,0	22 500
ТМ – 1000/35	6,5	2,75	12,2	1,5	13 600
ТМ – 1600/35	6,5	3,65	18,0	1,4	22 600
ТМ – 2500/35	6,5	5,10	25,0	1,1	29 100
ТМ – 4000/35	7,5	6,70	33,5	1,0	37 500
ТМ – 6300/35	7,5	9,40	46,5	0,9	46 500
ТД – 10000/35	7,5	14,50	65,0	0,8	65 500
ТД – 16000/35	8,0	21,00	90,0	0,75	73 000
ТМН – 2500/110	10,5	6,5	22,0	1,5	53 700
ТМН – 4000/110	10,5	9,4	36,0	1,3	68 800
ТМН – 6300/110	10,5	13,0	50,0	1,0	94 800
ТДН – 10000/110	10,5	18,0	60,0	0,9	110 000
ТДН – 16000/110	10,5	26,0	85,0	0,85	125 000
ТРДН-25000/110	10,5	36,0	120,0	0,8	150 000
ТРДН-32000/110	10,5	44,0	145,0	0,75	181 000
ТРДН-40000/110	10,5	52,0	175,0	0,7	200 000

*Примечание.* \*Цены на трансформаторы даны ориентировочно, при стоимости электроэнергии  $S_0 = 0,15$  руб./кВт·час.

*Принятые условные обозначения:*

Число фаз:

О – однофазный

Т – трехфазный

Вид охлаждения:

М – естественное масляное

Д – масляное с дутьем

ДЦ – масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла через охладитель

Ц – принудительная циркуляция масла через водяной охладитель

Число обмоток:

Т – трехобмоточный (третья буква)

Р – расщепленная обмотка низшего напряжения (ставится после числа фаз)

Н – регулирование напряжения под нагрузкой (РПН)

А – автотрансформатор (ставится в начале обозначения)

*Пример:* ТРДН 25000/35 – трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой, естественным масляным охлаждением с дутьем и регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 25 000 кВА и высшим напряжением 35 кВ.

Таблица П.2. Экономическая плотность тока  $J_{э}$  Джизэл

Проводники	Экономическая плотность тока $A/mm^2$ , при числе часов использования максимума нагрузок, ч/год		
	1000 - 3000	3000 - 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Таблица П.3. Основные характеристики плоских алюминиевых шин.

Размеры шины, мм	Сечение одной полосы $mm^2$	Допус- тимый ток, А	Сопротивление $mOm/m$			
			Активное при $65^{\circ}C$	Индуктивное при среднегеометрическом расстоянии между фазами $аср, мм$ .		
				100	200	300
25 x 3	75	265	0,475	0,179	0,295	0,244
30 x 3	90	290	0,394	0,163	0,206	0,235
30 x 4	120	365	0,296	0,163	0,206	0,235
40 x 4	160	480	0,222	0,145	0,189	0,214
40 x 5	200	540	0,177	0,145	0,189	0,214
50 x 5	250	665	0,142	0,137	0,180	0,200
50 x 6	300	740	0,118	0,137	0,180	0,200
60 x 6	360	870	0,099	0,119	0,163	0,180
60 x 8	480	1025	0,074	0,119	0,163	0,180
80 x 8	640	1320	0,055	0,102	0,145	0,170
80 x 10	800	1480	0,044	0,102	0,145	0,170
100 x 10	1000	1820	0,035	0,090	0,133	0,157

Таблица П.4. Практические значения емкостного тока замыкания на землю,  $A/km$ 

Вид линии	При напряжении сети, кВ		
	6	10	35
Воздушная .....	0,015	0,025	0,1
Кабельная, сечением			
50...95 $mm^2$ .....	0,6...0,8	0,8...1,0	3,7...4,1
120...240 $mm^2$ .....	0,9...1,3	1,1...1,6	4,4...5,2



Таблица П5. Щитовые электроизмерительные приборы

Наименование прибора	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность обмотки, В·А		Размеры, мм
			тока	напряжения	
<b>Приборы стрелочные, показывающие</b>					
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	120×120×85
	Э-350	1,5	0,5	-	96×96×63
	Э-365	1,5	0,5	-	120×120×68
	Э-379	1,5	0,5	-	120×120×55
Вольтметр	Э-335	1,0	-	2	120×120×85
	Э-350	1,5	-	2	96×96×63
	Э-365	1,5	-	2	120×120×68
	Э-379	1,5	-	2	120×120×55
Ваттметр для трехфазных трехпроводных цепей	Д-335	1,5	0,5	1,5	120×120×96
	Д-304	1,5	0,5	2	120×120×80
	Д-345	1,5	0,5	2	120×120×78
	Д-350	1,5	0,5	2	96×96×90
Варметр для трехфазных трехпроводных цепей	Д-304	1,5	0,5	2	120×120×80
	Д-335	1,5	0,5	1,5	120×120×96
	Д-345	1,5	0,5	2	120×120×78
	Д-350	1,5	0,5	2	96×96×90
Частотомер	Э-352	2,5	-	1	96×96×80
	Э-353	2,5	-	1	144×144×89
Синхроноскоп	Э-327	±3°	-	10	120×120×121
<b>Приборы регистрирующие</b>					
Амперметр	Н-394	2,5	10	-	160×160×270
	Н-393	1,5	10	-	160×172×260
Вольтметр	Н-394	2,5	-	10	160×160×270
	Н-393	1,5	-	10	160×172×260
Ваттметр, варметр	Н-395	1,5	10	10	160×160×360
Частотомер	Н-397	0,5	-	7	160×160×370
Фиксатор импульсного действия	ФИП	-	-	3	-
<b>Приборы интегрирующие</b>					
Счетчик ватт-часов трехфазный для трехпроводных цепей	СА3-И670	2,0	2,5	1,5 Вт	282×165×128
	СА3-И674	1,0	2,5	3,0 Вт	340×183×126
	СА3-И681	1,0	2,5	2,0 Вт	282×173×127
То же для четырехпроводных цепей	СА4-И675	1,0	2,5	3,0 Вт	340×188×128
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	1,5	2,5	3,0 Вт	340×183×126
	СР4-И689	1,5	2,5	3,0 Вт	282×165×121

Более подробные сведения о приборах см. Справочник по электроизмерительным приборам, под редакцией К.К. Илюнина – Энергоатомиздат, 1983.

Таблица П.6. Наименьшие сечения жил проводов, шнуров, кабелей по условиям механической прочности.

Наименование провода и рода прокладки	Наименьшее сечение жил, мм <sup>2</sup>	
	алюминиевые	медные
Кабели и защищенные изолированные провода в стационарных эл. проводках внутри зданий	2,5	1,0
Незащищенные изолированные провода и кабели в трубах и металлорукавах	2,5	1,0
Шнуры и провода для подвесных осветительных арматур, настольных ламп, а также для присоединения переносных светильников и бытовых токоприемников	--	0,75
Гибкие провода для зарядки осветительных арматур:		
внутри зданий	--	0,5
вне зданий	--	1,0
Изолированные провода и шнуры для неподвижной прокладки внутри зданий на роликах	2,5	1,0
Голые провода в наружных воздушных линиях	16,0	6,0

Таблица П.7. Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Число кабелей	1	2	3	4	5	6
Расстояние в свету, мм:						
100 .....	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200 .....	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300 .....	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица П.8. Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при фактической температуре среды, °С										
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57
25	60	1,36	1,31	1,35	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45

Таблица П.9. Допустимые температуры нагрева проводников

Вид и материал проводника	Длительно допустимая температура, жил, °С	Максимально допустимая температура нагрева при токе КЗ, °С	
		медные	алюмин.
<b>Шины и голые провода</b>			
медные .....	70	300	
алюминиевые .....	70	200	
стальные, не соединенные с аппаратами ..	70	400	
стальные, соединенные с аппаратами .....	70	300	
<b>Кабели с бумажной пропитанной изоляцией напряжением, кВ</b>			
до 3 .....	80	200	150
6 .....	65	200	150
10 .....	60	150	
20 .....	50	125	
35 .....	50	125	
<b>Кабели и изолированные провода с изоляцией: поливинилхлоридной и резиновой</b>			
медные .....	55	150	
алюминиевые .....	55	150	

Таблица П.10. Коэффициент использования  $\eta_{\Gamma}$  горизонтальной соединительной полосы в контуре из вертикальных электродов

Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине $a/l$	Число вертикальных электродов в ряду $n$								
	4	6	8	10	20	30	50	70	100
1	0,45	0,40	0,38	0,34	0,27	0,24	0,21	0,20	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

Таблица П.11. Коэффициент использования  $\eta_{\text{В}}$  вертикальных заземлителей, размещенных по контуру, без учета влияния полосы связи

Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине, $a/l$	Число вертикальных заземлителей, $n_{\text{В}}$	$\eta_{\text{В}}$	Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине, $a/l$	Число вертикальных заземлителей, $n_{\text{В}}$	$\eta_{\text{В}}$
	6	0,58 – 0,65		60	0,52 – 0,58
	10	0,52 – 0,58		100	0,49 – 0,55
	20	0,44 – 0,50	3	4	0,84 – 0,86
	40	0,38 – 0,44		6	0,78 – 0,82
	60	0,36 – 0,42		10	0,74 – 0,78
	100	0,33 – 0,39		20	0,68 – 0,73
2	4	0,76 – 0,80		40	0,64 – 0,69
	6	0,71 – 0,75		60	0,62 – 0,67
	10	0,66 – 0,71		100	0,59 – 0,65
	20	0,61 – 0,66			

Таблица П.12. Удельное сопротивление грунтов

Грунт	Удельное сопротивление, Ом·м	Грунт	Удельное сопротивление, Ом·м
Песок	400 – 1000 и более	Торф	20
Супесок	150 – 400	Чернозем	10 – 50
Суглинок	40 – 150	Мергель, известняк	1000 – 2000
Глина	8 – 70	Лёсс	250
Садовая земля	40	Скала	4000

Таблица П.13. Технические данные трансформаторов тока напряжением выше 1000 В

Тип	Номинал. напряж. $U_{ном}$ , кВ	Номинал. первичный ток, $I_{ном}$ , А	Варианты исполнения по вторичным обмоткам	Ток электродинамической стойкости, $I_{дин}$ , кА	Допуст. ток термической стойкости $I_{тер}$ , кА / допустимое время $t_{тер}$ , с	Номинальная нагрузка, Ом
Для внутренней установки ТПЛК 10-УЗ	10	30; 50	0,5/10P; 10P/10P	7,4; 14,8	1,42/3; 2,36/3	0,4/0,6
		100; 150		74,5	4,72/3; 7,1/3	0,4/0,6
		200; 300		74,5	9,45/3; 14,1/3	0,4/0,6
		400; 600		74,5	18,9/3; 28,3/3	0,4/0,6
		800; 1000		74,5	37,8/3; 47,2/3	0,4/0,6
		1500		74,5	70,8/3	0,4/0,6
Для наружной установки ТФЗМ 35-У1 ТФЗМ 110У1	35	15 – 600	0,5/10P	3 – 127	0,7/3... 31/3	2,0/0,8
	110	50 – 600	0,5/10P/10P	10 – 126	0,7/3... 31/3	1,2/1,2
Встроенные в силовые трансформаторы ТВТ 35 ТВТ 110	35	100 – 300	0,5/10P	-	-	1,2/1,2
	110	100 – 300	1,0/10P	-	-	1,6/0,6

Таблица П.13. Технические данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение		Номинальная мощность, ВА, в классе точности			Максимальная мощность, ВА
	ВН, кВ	НН, В	0,5	1	3	
НТМИ-6-66У	6	100	50	75	200	400
НТМИ-10-66У	10	100	120	200	500	1000
ЗНОЛ 35	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	150	300	600	1000
НКФ-110-58	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	400	600	1200	2000

### КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – защищенное электротехническое устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии и состоящее из шкафов КРУ со встроенными в них аппаратами для коммутации, управления, измерения, защиты и вспомогательными элементами.

Комплектные распределительные устройства подразделяются на КРУ внутренней установки и КРУН наружной установки.

Шкафы КРУН имеют уплотнения, обеспечивающие защиту от попадания внутрь шкафа атмосферных осадков и пыли. КРУН рассчитаны для работы при температурах окружающей среды от  $-40$  до  $+35$  °С. В таблицах П.15 и П.16 приведены основные технические характеристики некоторых типов комплектных распределительных устройств, выпускаемых отечественной промышленностью.

Таблица П.15. Основные технические данные КРУ внутренней установки (выкатного исполнения)

Показатель	КРУ2-10	КРУ2-10Э	К-ХХVI	КВ-1	К-Х	КР10-Д9
Номинальное напряжение, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	10	6	6; 10
Номинальный ток шкафов, А	600; 1000; 1600	2000; 2750	630; 1000; 1600	630; 1000; 1600	800; 1000; 1500	3500
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм <sup>2</sup>	5 (3x240)	-	4 (3x240)	4 (3x240)	4 (3x240)	-
Тип выключателя	ВМП-10К; ВМП-10П	ВМПЭ-10Э	ВМПЭ-10	ВВ-10 ВВЭ-10	ВЭМ-6	МТГ-10 МТГ-11,5 ПЭ-21А
Тип привода к выключателю	ПП-67; ПЭ-11	ПЭВ-12	ПЭВ-11А	Встроенный	ПЭ-22	
Габариты шкафа мм:						
ширина	900	1350	900	750	900	1500
глубина	1660	1660	1700	1200	1600	2600
высота	2600	2600	2400	2150	3100	4100

Таблица П.16. Основные технические данные КРУ наружной установки (выкатного исполнения)

Показатель	К -VIУ; К-IX	К-47; К-49	К-33	К-34; К-39	Шкафы стационарного исполнения	
					КРН-10У	КРН-III-10
Номинальное напряжение, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10
Номинальный ток шкафов, А	400; 600; 1000	630; 1000; 1600	2500; 3000	400; 630	200; 400	400; 630
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм <sup>2</sup>	3 (3x240)	4 (3x240)	-	2 (3x240)	Воздуш. вывод	Воздуш. вывод
Тип выключателя	ВМП-10К	ВК-10 ВМПЭ-10	ВМП-10Э	ВММ-10	ВМГ-10	ВМГ-10
Тип привода к выключателю	ПП-67; ПЭ-11	Встроенный	ПЭВ-12	Встроенный	ПП-67	ПП-67
Габариты шкафа мм:						
ширина	1000	750	1350	750	1000	1000
глубина	1800	1250	1600	1400	1160	1470
высота	2450	2200	2400	1620	3000	2800

продолжение таблицы П.17.

1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Масляные баковые выключатели</b> С-35М-630 МКП-35-1000 МКП-110М-1000	35	630	10	10/3	26	10	ШПЭ-12; ПП-67 ШПЭ-31 ШПЭ-33
	35	1000	25	25/4	64	25	
	110	1000	20	20/3	52	20	
<b>Маломасляные выключат.</b> ВМП-10-630 ВМП-10-1000 ВМП-10-630 ВМП-10-1000 ВМП-10-1600 ВМПЭ-10-630 ВМПЭ-10-1000 ВМПЭ-10-1600 ВМПЭ-10-3200	10	630	20	20/8	64	20	ПЭ-11 ПЭ-11
	10	1000	20	20/8	64	20	
	10	630	20	20/4	52	20	ППВ ППВ
	10	1000	20	20/4	52	20	
	10	1600	20	20/4	52	20	ППВ ПЭВ-11А
	10	630	20	20/8	52	20	
	10	1000	20	20/8	52	20	ПЭВ-11А ПЭВ-11А
	10	1600	20	20/8	52	20	
	10	3200	20	20/8	52	20	ПЭВ-11А ПЭВ-11А
	10	1000	20	20/8	52	20	
<b>Вакуумные выключатели</b> ВВЭ-10-630 ВВЭ-10-1000 ВВЭ-10-1600 ВВК-35Б ВВК-110Б	10	630	20; 31,5	20/3; 31,5/3	52; 80	20	ЭМ ЭМ ЭМ
	10	1000	20; 31,5	20/3; 31,5/3	52; 80	20	
	10	1600	20; 31,5	20/3; 31,5/3	52; 80	20	
	35	1000	20	--	51	20	Встроенный Встроенный
	110	1000	20	--	51	20	
<b>Воздушные выключатели</b> ВВУ-35 ВВК-110Б	35	2000	40	40/3	100	20	ШРНА ШРНА
	110	3150	50	56/3	128	20	
<b>Электромагнитные выключатели</b> ВЭ-10-20 ВЭ-10-31,5	10	1250 - 3600	20	20/4	51	20	Встроенный Встроенный
	10	1250 - 3600	31,5	31,5/4	80	20	

Примечание: В - тип выключателя; В (второй) - воздушный или вакуумный; М - масляный или маломасляный; П - подвесное исполнение полюсов; Э - электромагнитный или с электромагнитным приводом; У - для работы в районах с умеренным климатом; Г - генераторный. Более подробные сведения о коммутационных аппаратах напряжением выше 1000 В - см. «Электрическая часть электростанций и подстанций», Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - Энергоатомиздат, 1989 г.

Таблица П.17. Технические данные некоторых электрических аппаратов напряжением выше 1000 В

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Термическая стойкость/допустимое время, кА/с	Ток электродинамической стойкости		Время отключения, с	Привод
					i дин	I дин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Разъединители внутренней установки</b>								
РВ-6/400	6	400	--	16/4	41	--	--	ПР-10; ПР-11
РВФ-6/630	6	630		16/4	41			
РВФ-6/1000	6	1000		40/4	100			
РВ-10/400	10	400		16/4	41			
РВЗ-10/630	10	630		20/4	52			
РВЗ-10/1000	10	1000		31,5/4	81			
<b>Разъединители наружной установки</b>								
РНД-35/1000	35	1000	--	25/4	63	--	--	ПРН-110У
РНДЗ.1-35/1000	35	1000		25/4	63			
РНДЗ.2-35/1000	35	1000		25/4	63			
РНД-110/630	110	630		31,5/4	80			
РНДЗ.1-110/630	110	630		31,5/4	80			
ЗОН	110	400		4/10	16			ПРН-1
<b>Выключатели нагрузки</b>								
ВН-16	6	400	0,8	--	--	--	--	ПР-16
	10	200	0,4	6/10	25			ПР-17
ВНП-16	6	30, 75, 150	20	6/10	25			ПРА-16
ВНП-17	10	30, 50, 100	12	--	--			ПС-10
<b>Короткозамыкатели</b>							Время вкл., с	
КЗ-35У	35	--	--	12,5/3	42	--	0,12	ПРК-1У
КЗ-110У	110	--	--	12,5/3	42	--	0,12	
<b>Отделители</b>								
ОД-35/630	35	630	--	12,5/3	80	--	0,5	ПРО-1У
ОД-110/1000	110	1000	--	31,5/3	80	--	0,38 - 0,45	

Таблица П.18. Основные технические данные реле РТМ и РТВ

Вариант исполнения	Уставки тока срабатывания по отпайкам, А	Потребляемая мощность, ВА	Вариант исполнения	Уставки тока срабатывания по отпайкам, А	Потребляемая мощность, ВА
РТМ - I	5; 7,5; 10; 15	16...28	РТВ - I	5; 6; 7,5; 10	40
РТМ - II	10; 15; 20; 25	23...40	РТВ - II	10; 12,5; 15; 17,5	45
РТМ - III	30; 40; 50; 60	66...143	РТВ - III	20; 25; 30; 35	50
РТМ - IV	75; 100; 125; 150	210...420	Выдержка времени реле РТВ регулируется плавно от 0 до 4 с.		
ТЭО - I, II	1,5; 3	20			

Таблица П.19. Технические данные магнитных пускателей типа ПМЛ с тепловыми реле РТЛ

Тип магнитного пускателя		Номинальное напряжение, В	Ном. ток главных контактов, А	Номинальный ток пускателя, А
неревверсивного	ревверсивного			
ПМЛ-1200	ПМЛ-1600	380 500 660	10 6 4	10
ПМЛ-2200	ПМЛ-2600	380, 500 660	25 16	25
ПМЛ-3200	ПМЛ-3600	380, 500 660	40 25	40
ПМЛ-4200	ПМЛ-4600	380, 500 660	63 40	63
ПМЛ-5200	ПМЛ-5600	380, 500 660	80 50	80
ПМЛ-6200	ПМЛ-6600	380, 500 660	100 60	125
ПМЛ-7200	ПМЛ-7600	380, 500 660	160 120	200

Таблица П.20. Потери напряжения в шинпроводах напряжением 0,38 кВ

Шинпровод	Номинальный ток шинпровода, А	Потери напряжения, % / (А · км), при cos φ				
		1,0	0,95	0,9	0,85	0,8
ШРА -73	250	0,114	0,128	0,13	0,131	0,129
	400	0,082	0,0961	0,1	0,102	0,1022
	630	0,0455	0,0575	0,0607	0,0626	0,0637
ШМА -73	1600	0,0155	0,018	0,0185	0,0187	0,0187
ШМА -68Н	2500	0,0091	0,0115	0,0121	0,0125	0,0127
ШМА -68Н	4000	0,0059	0,00845	0,0098	0,0098	0,0104



Таблица П.21. Длительно допустимый ток для проводов и кабелей

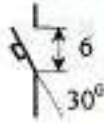




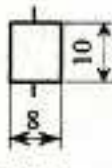


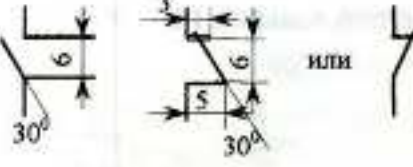

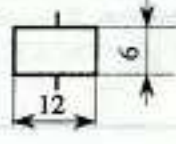
Сечение, мм <sup>2</sup>	Провода с медными / алюминиевыми жилами с резиновой и пластмассовой изоляцией		Провода с медными / алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией		Провода с медными / алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией		Активное сопротивление, R <sub>0</sub> , Ом/км
	ПР/АПР, ПРТО/АПРТО, ПВ/АПВ и др.		АГ/ААГ, СГ/АСГ, СБГ/АСБГ		АБ/ААБ, СБ/АСБ		
	открыто		в воздухе при температуре 25°C		в земле при температуре 15°C		
	до 1 кВ		до 1 кВ		до 1 кВ		
	$I_{д, А}$ , при числе проводов в одной трубе, равном		$I_{д, А}$ , при числе жил, равном		$I_{д, А}$ , при числе жил, равном		
	2	3	4	1	3	3	
1	17/-	15/-	14/-	-	-	-	18,9/-
1,2	20/-	16/-	15/-	-	-	-	-
1,5	23/-	17/-	16/-	-	-	-	12,6/-
2	26/21	22/18	20/15	-	-	-	-
2,5	30/24	27/20	25/19	-	-	-	-
3	34/27	32/24	28/22	-	-	-	-
4	41/32	38/28	35/28	-	-	-	-
5	46/36	42/32	39/30	-	-	-	7,55/12,6
6	50/39	46/36	42/32	-	-	-	-
8	62/46	54/43	51/40	-	-	-	4,56/7,9
10	80/60	70/50	60/47	-	-	-	-
16	100/75	85/60	80/60	95/75	55/42	80/60	-
25	140/105	115/95	100/80	120/90	65/50	105/80	1,84/3,16
35	170/130	135/100	125/95	160/125	90/70	135/105	1,2/1,98
50	215/165	185/140	170/130	200/155	110/85	160/125	0,74/1,25
70	270/210	225/175	210/165	245/190	145/110	175/135	0,54/0,92
95	330/255	275/215	255/200	305/235	175/135	200/155	0,39/0,64
120	385/295	315/245	290/220	360/275	215/165	245/190	0,28/0,46
150	440/340	360/275	330/255	415/320	250/190	295/225	0,20/0,34
185	510/395	-	-	470/360	290/225	340/260	0,16/0,27
240	605/465	-	-	525/405	325/250	440/340	0,12/0,21
				610/470	375/290	510/390	0,10/0,17
					350/270	460/355	0,08/0,13

Таблица П.22. Технические показатели трехфазных тиристорных пускателей

Показатель	ПТ-16380-У5 ПТ-16380Р-У5	ПТ-40380-У5 ПТ-40380Р-У5	ПТК-100-380- БПК-1000	ПТУ-63-380
Назначение	Включение и отключение асинхронных двигателей	Включение и отключение асинхронных двигателей	Для коммутации и защиты от перетрузок, коротких замыканий, обрыва фаз	Для коммутации и защиты от коротких замыканий и перетрузок
Номинальное напряжение, В	380	380	380	380
Номинальный ток, А	16	40	100	63
Ток включения, А	100 - 130	200 - 360	--	--
Ток отключения, А	16 - 25	40 - 63	--	--
Стойкость при сквозных токах, А				
термическая (при 0,1 с)	400	900	--	--
электродинамическая	500	1650	--	--
Ток утечки, мА	20	20	20	20
Сопротивление изоляции в холодном состоянии, МОм	50	50	--	--
Коммутационная способность, А	400	900	1000	1700

Примечание. Пускатели типа ПТУ выпускаются также на номинальные токи 100, 160, 250, 400 А. См. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под общей редакцией А. А. Федорова / Т. 2 - Энергоатомиздат 1987, с. 151.

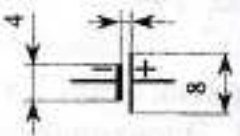
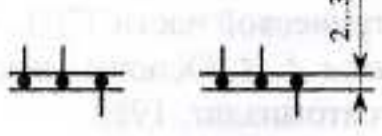
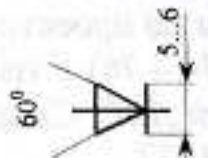
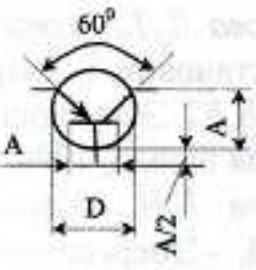
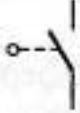
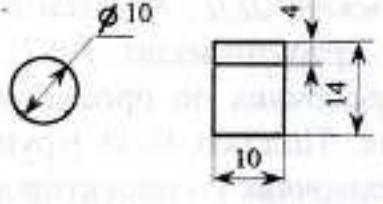
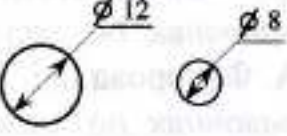
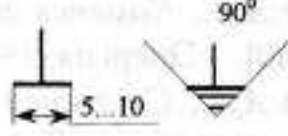
Таблица П.23. Требования ЕСКД к размерам условных графических обозначений в электрических схемах

Наименование, буквенный код	Размеры графических обозначений	Источник
Выключатель автоматический (автомат), QF		2
Соединение неразборное и разборное соответственно		2
Разъединитель, QS; рубильник S		6
Отделитель одностороннего и двустороннего действия, QR		6
Короткозамыкатель, QN		6
Выключатель напряжением выше 1 кВ, Q		6
Трансформатор силовой, T		5
Реактор, LR		6
Контакт коммутационного устройства замыкающий и размыкающий соответственно		2
Контакт без самовозврата, замыкающий и размыкающий соответственно		2
Обмотка реле, контактора, магнитного пускателя, K, KM		2

продолжение таблицы П.23.

Наименование, буквенный код	Размеры графических обозначений	Источник
Выключатель кнопочный нажимной с замыкающим и размыкающим контактом соответственно, SB		2
Разрядник вентильный и трубчатый соответственно, FV		10
Трансформатор тока, ТА		5
Выключатель нагрузки, QW		2
Конденсатор, С		8
Катушка индуктивности, обмотка, L		6
Резистор, R		8
Предохранитель плавкий, FU		10
Лампа накаливания, EL, лампа сигнальная HL		2
Соединение разъемное, X		2

продолжение таблицы П.23.

Наименование, буквенный код	Размеры графических обозначений	Источник
Элемент гальванический или Аккумуляторный, GB		9
Отводы (отпайки) от шины, B		3
Диод полупроводниковый, VD		7
Транзистор типа <i>n-p-n</i> , VT D 12 14 A 9 11		7
Выключатель путевой, SQ		2
Прибор измерительный показывающий; интегрирующий, P		1
Статор и ротор электрической машины, M		4
Корпус, заземление		3

Примечание. Источники – 1. ГОСТ 2.750 – 68; 2. ГОСТ 2.755 – 74; 3. ГОСТ 2.751 – 78; 4. ГОСТ 2.722 – 68; 5. ГОСТ 2.723 – 68; 6. Указания методические межотраслевые по применению государственных стандартов ЕСКД в электрических схемах, М.: Энергосетьпроект, 1977; 7. ГОСТ 2.730 – 73; 8. ГОСТ 2.728 – 74; 9. ГОСТ 2.742 – 68; 10. ГОСТ 2.727 – 68.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Андреев В.А.* Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – Высшая школа, 1991.
2. *Борбат В.С.* Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. Братск – БрГТУ, 2000.
3. *Емцев А. Н.* Электрическая часть станций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ. Учебное пособие. Братск – БРИИ, 1996.
4. *Ермилов А. А.* Основы электроснабжения промышленных предприятий. – Энергоатомиздат, 1983.
5. *Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий (СН 174 – 76).* Стройиздат, 1976.
6. *Какуевичкий Л.И., Смирнова Т.В.* Справочник реле защиты и автоматики. – Энергия, 1972.
7. *Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.* Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – Энергоатомиздат, 1989.
8. *Липкин Б.Ю.* Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – Высшая школа, 1990.
9. *Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.* Электрическая часть электростанций и подстанций. – Энергоатомиздат, 1989.
10. *Неклепаев Б. Н.* Электрическая часть электростанций. Энергия, 1976.
11. *Попик В.А.* Дифференциальная защита понижающих трансформаторов – Братск – БРИИ, 1996.
12. *Рожкова Л.Д., Козулин В.С.* Электрооборудование станций и подстанций. – Энергоатомиздат, 1987.
13. *Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования.* /Под ред. В. И. Круповича и др./ - Энергоатомиздат, 1991.
14. *Справочник по проектированию электроснабжения.* /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др./ – Энергоатомиздат, 1990.
15. *Справочник по электроснабжению промышленных предприятий* /Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского/ Т1. – Энергия, 1973.
16. *Справочник по электроснабжению промышленных предприятий* /Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского/ Т2. – Энергия, 1973.
17. *Федоров А.А., Каменев В.В.* Основы электроснабжения промышленных предприятий. – Энергия, 1979.
18. *Федоров А.А., Старкова Л.Е.* Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – Энергоатомиздат, 1987.
19. *Цигельман И. Е.* Электроснабжение гражданских зданий и коммунальных предприятий. – Высшая школа, 1988.
20. *Чернобровов Н.В.* Релейная защита. – Энергия, 1974.
21. *Электротехнический справочник.* /Под ред. П. Г. Грудинского и др./ Т1, Т2 – Энергия, 1975.