**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Борбат В.С.

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ**

**ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Разработка схемы электроснабжения промышленных предприятий**

 *Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию*

Братск 2020 г.

Электроснабжение промышленных предприятий.

Разработка схемы электроснабжения промышленного предприятия: Учебное пособие. / В.С. Борбат.- Братск: ФГБОУ ВО «БрГУ», 2020

В пособии даются общие положения по разработке схем электроснабжения промышленного предприятия. Разработаны варианты заданий для курсового проектирования. При этом студенты производят расчет электрических нагрузок до 1 кВ и выше 1 кВ, выбор числа и мощности силовых трансформаторов главных понизительных подстанций и цеховых подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, определение силовых параметров электрических сетей с проверкой на термическую и динамическую устойчивость токам короткого замыкания.

Разработка схемы электроснабжения промышленного предприятия должна быть обоснована не только техническим, но и экономическим сравнением нескольких вариантов.

Предназначена для студентов электроэнергетических специальностей.



**В В Е Д Е Н И Е**

Курсовое проектирование является важным видом учебного процесса в вузе, при проектировании студент самостоятельно решает инженерные задачи создания схемы электроснабжения среднего по мощности промышленного предприятия, знакомится с методами и нормами проектирования, учится применять теоретические знания лекций и практических занятий к конкретным условиям, определяемых заданием на проект, нормативную документацию, ГОСТы, справочники.

При разработке схемы электроснабжения студент учится применять не только знания по конкретной дисциплине, но и знания других дисциплин, лежащих в основе норм и правил проектирования электрических сетей предприятия.

Выполнив курсовой проект студент получает необходимые навыки в проектировании схем электроснабжения более мощных предприятий, а так же необходимые знания для выполнения дипломного проекта по электроэнергетическим специальностям.

**ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

***Общие положения***

Задание на курсовой проект по дисциплине «Электроснабжение» включает задачу разработки питающих и внутризаводских электрических сетей в следующем порядке:

студенту группы \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Тема проекта \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

***Исходные данные для проектирования***

1. Генплан завода.
2. Электрические нагрузки цехов.
3. Характеристика источника питания (УРП).
4. Графики электропотребления.

***Содержание пояснительной записки***

*(объем 20-30 рукописных страниц)*

Введение

1. Исходные данные к проекту.
2. Технология производства и режимы электроприемников.
3. Расчет электрических нагрузок завода.
4. Выбор числа мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций и компенсирующих устройств.
5. Выбор схемы питания подстанций и расчет питающих линий.
6. Расчет токов короткого замыкания и проверка на устойчивость токам короткого замыкания основного электрооборудования.
7. Заземление ГПП (ГРП) или цеховой ТП.
8. Измерение и учет электроэнергии.
9. Основные технико-экономические показатели.

Заключение

1. Необходимый объем расчетов по каждому пункту, а так же рекомендуемая литература указаны в методических указаниях по выполнению курсового проекта “Разработка схемы электроснабжения промышленного предприятия”.

***Графическая часть проекта***

*(объем: 1 лист первого формата)*

1. Генплан завода с расположением основного электрооборудования, трассами электрических силовых сетей, картограммой нагрузок, таблицы расчетных нагрузок завода).
2. Однолинейная схема электроснабжения завода.

**1. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ**

**КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

Курсовой проект должен быть оформлен в виде оброшюрованной расчетно-пояснительной записки и чертежей, согласно заданию на проект.

Все чертежи и схемы выполняются согласно установленных Единой системой конструкторской документации (ЕСКД), условных графических обозначений.

В пояснительной записке объясняется ход решения рассматриваемых вопросов с указанием применяемых методов расчета, формул, ссылок на литературу и обоснованием применяемых решений.

Результаты расчетов сводятся в таблицы и графики: при рассмотрении какого-либо вопроса должен быть дан подборный пример расчета, а для остальных аналогичных случаев результаты расчетов сводятся в таблицу.

Пояснительные записки оформляются в соответствии с правилами оформления учебной документации и должна иметь нумерацию глав, параграфов, таблиц, рисунков и списков использованной литературы.

Объем расчетно-пояснительной записки примерно 40-50 рукописных листов. Во введении обосновывается актуальность решаемых задач в курсовом проекте. Кратко приводится перечень основных вопросов, решаемых в курсовом проекте, способы и методы их решения. Излагаются основные полученные результаты и обосновывается правильность полученных результатов. В конце введения приводятся технико-экономические показатели полученные в проекте. (Объем введения 2-3 рукописных страницы). Введение лучше выполнять как и заключение после основных расчетов по проекту.

Исходными данными для проектирования электрических сетей предприятия являются: генеральный план предприятия, установленная мощность цехов, нагрузка поселков городского типа, характеристики источников питания. В контрольные задания входят тринадцать различных предприятий с различной мощностью и различными источниками электроэнергии, всего семьдесят восемь вариантов. Каждый студент выполняет вариант, указанный преподавателем при выдаче задания на курсовой проект. Исходные данные приведены ниже, графики электропотребления по различным отраслям промышленности и методика их обработки для получения необходимой информации приведены в [9].

**2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА**

**И ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ**

Разработка проекта электроснабжения промышленного предприятия начинается с ознакомления с технологическим процессом и его особенностями, которые могут существенно влиять на принимаемые решения. При этом указывается отрасль производства, дается краткая характеристика предприятия или краткое описание выполняемых работ, категория цехов по характеру окружающей среды, по степени пожарной опасности, и взрывоопасности, по степени опасности поражения людей электрическим током. [1]

Далее определяются категории цехов по требуемой бесперебойности электроснабжения. Категорийность следует привести в виде таблицы.

Таблица 2.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № цеха погенплану | Наименованиецеха | Категория производственной среды | Категория по бесперебойности питания |
| 1 | 2 | 3 | 4 |

**3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ**

**НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ**

Расчетные электрические нагрузки для всех цехов предприятия определяются по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) приемников каждого цеха определяется из выражений

 Рр = Кс  Рн (3.1)

 Qр = Рн  tg, (3.2)

где Кс - коэффициент спроса данной характерной группы приемников, принимаемой по справочным материалам (см. прил.); Рн - суммарная установленная мощность всех приемников цеха, принимаемая по исходным данным; tg - соответствует характерному для данной группы приемников соs, определяемому по справочным материалам.

Значение Кс может быть принято также в зависимости от величин Ки для значения Кв равного 0,8.

Таблица 3.1

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ки | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 |
| Кс | 0,5 | 0,6 | 0,65-0,7 | 0,75-0,8 | 0,85-0,9 | 0,92-0,95 |

Приемники напряжением выше 1 кВ каждого цеха учитываются отдельно. Расчетные активная и реактивная нагрузки приемников выше 1 кВ определяются аналогично из выражений 3.1, 3.2.

Примечание. Так как расчет компенсации реактивной мощности еще не произведен, то расчетная реактивная мощность от синхронных двигателей выше 1 кВ принимается равной 0.

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей до 1 кВ и выше 1 кВ в целом по предприятию определяются суммированием соответствующих нагрузок всех цехов расчетной нагрузки освещения, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и потерь в высоковольтной линии. Расчетные нагрузки на сборных шинах ГПП или ЦРП цехов, осветительной и бытовой нагрузок поселков следует определять с учетом несовпадения максимумов этих нагрузок, что осуществляется путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов, приведенный в табл.3.2.

В числителе приведены значения коэффициентов, характерные для жилой застройки с электроплитами, а в знаменателе - с газовым или твердым топливом. Меньшее значение коэффициентов, наблюдаемое в период вечернего максимума нагрузок, следует принимать для промышленных предприятий с односменным режимом работы, большее для предприятия с двух-, трехсменным режимом работы.

Таблица 3.2

|  |  |
| --- | --- |
| Времяmax | Отношение расчетной нагрузки цехов предприятияк нагрузке поселков, % |
| нагрузок | 20 | 60 | 100 | 150 | 200 | 300 | 400 |
| Утро | 0,750,60 | 0,800,70 | 0,850,75 | 0,880,80 | 0,900,85 | 0,920,87 | 0,950,90 |
| Вечер | 0,850,90 | 0,650,85 | 0,550,80 | 0,450,76 | 0,400,76 | 0,300,70 | 0,300,70 |

Расчетные нагрузки на сборных шинах ГПП или ЦРП цехов, осветительной и бытовой нагрузок поселков можно так же получить путем обработки соответствующих графиков по электропотреблению [9].

Так как количество и мощность трансформаторных цеховых подстанций и параметры высоковольтной сети еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из выражений

Рт = 0,02Sp (3.3)

 Qт = 0,1Sp (3.4)

 Рл = 0,03Sp (3.5)

где Sр - расчетная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжения до 1 кВ за максимально загруженную смену.

При суммировании расчетных нагрузок нескольких цехов необходимо вводить коэффициент разновременности максимумов нагрузки, тогда суммарная расчетная активная, реактивная и полная нагрузки предприятия, отнесенные к шинам 6-10 кВ ГПП или ГРП будут:

 Рр = (Рр + Рр)  Крм + Рт +Рл;

 Qр = (Qp + Qp)  Крм + Qт;

 ,

где Крм - коэффициент разновременности максимумов со стороны высшего напряжения трансформаторов электроприемников, принимаемый в пределах 0,9 - 0,95.

Расчетная полная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП определяется с учетом потерь мощности в трансформаторах ГПП. Приближенно потери мощности в них определяются по формулам (3.3 - 3.4)

 Рр ГПП = 0,02  Sр; Qт ГПП = 0,1 Sр.

Тогда расчетная полная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП будет

 ,

где Qэ - мощность компенсирующих устройств.

Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса по предприятию целесообразно проводить в табл.3.3. В соответствии с требованиями энергоснабжающей организации завод из сетей энергосистемы в часы максимальных нагрузок может потреблять только определенное количество реактивной мощности - Qэ1 (оптимальное значение). В соответствии с методикой ручного счета величина Qэ1 определяется как меньшее из значений, вычисляемых по формулам:

 Q’э1 = а РфIV , (3.6)

 Q”э1 = Qф1IV - Qсд, (3.7)

где а - коэффициент, величина которого зависит от уровня подводимого напряжения к заводу: Uн=35 кВ, а = 0,24; Uн=110 кВ, а=0,29; Uн=6-10 кВ (генераторное), а=0,6; Uн 220 кВ, а=0,4;

РфIV - 30-минутный максимум активной нагрузки завода в часы максимума энергосистемы в IV квартале прошедшего года (для курсового и дипломного проектов РфIV= Рр (завода)) ;

QфIV - 30 минутный максимум реактивной нагрузки в те же часы (для курсового и дипломного проектов QфIV=Qр (завода));

Qсд -возможное увеличение генерации реактивной мощности синхронных двигателей в те же часы;

 ;

Всд - коэффициент загрузки СД по реактивной мощности; Рнсд- номинальная активная мощность; tg - номинальный коэффициент реактивной мощности (соs  = 0,9 опережающий);  - КПД двигателя.

Таблица 3.3

***Расчет электрических нагрузок предприятия***

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Силовая нагрузка | Осветительная нагрузка | Сил. и осв.нагруз. |
| №№ | НаименованиеПотребителей | Ру | Кс | costg | Ррс | Qpc | F | pу0 | Ру0 | Кс0 | Рр0 | Рр | Qp | Sp |
|  |  | кВт | - | - | кВт | кВАр | м2 | вт/м2 | кВт | - | кВт | кВт | кВАр | кВА |
| Потребители электроэнергии до 1 кВ |
| 1.2. | ЦехЦехТерритория заводаПотери в ЦТП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого: | Ру | - | - | Ррс | Qрс | F | - | Pу0 | - | Рр0 | Рр | Qp | - |
| Потребители электроэнергии выше 1 кВ |
| 1. | Высоковольтныеэл. двигатели:компрессорной,насосной.Дуговые эл. печи |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого: | Р’у | - | - | P’p | Q’p | - | - | - | - | - | Pp | Qp | Sp |
|  | Нагрузка поселка |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Потери в трансформаторах ГПП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по предприятию |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

ПРИМЕЧАНИЕ: 1. При выполнении освещения люминесцентными лампами появляется величина cos для люминесцентных и газоразрядных ламп и величина Qр0, которые дополнительно вписываются в таблицу отдельной графой.

Более подробно Qcд определяется в 4.5 данного пособия.

Мощность компенсирующих устройств определяется:

 Qку завода=КрнQр - Qэ1 (3.8)

***3.1. Расчет осветительной нагрузки***

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия предлагается производить по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формулам:

 Рр.о=Кс.оРу.о , кВт (3.9)

 Qp.o=tgoPр.о, кВт (3.10)

где Кс.о -коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, числовые значения которого принимаются по табл.4.

Значения коэффициента спроса осветительных нагрузок для некоторых характерных помещений приведены в табл.3.4.

tgо - коэффициент реактивной мощности, определяется по известному соsо осветительной установки; Ру.о. - установленная мощность приемников освещения по цеху, отделу и т.п. определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м2 поверхности пола и известной производственной площади.

 Ру.л = о  F, (3.11)

где F - площадь пола производственного помещения в м2;

 о - удельная расчетная мощность в кВт на 1 м2.

Величина о зависит от рода помещения и выбирается по справочнику [2]. Некоторые ориентировочные значения о для машиностроительной, металлообрабатывающей и электротехнической промышленности приведены в табл.3.5.

Расчет осветительной нагрузки предприятия проводится в табл. 3.6 в следующей последовательности:

1) по генеральному плану предприятия замеряется и вычисляется с учетом масштаба генплана длина и ширина каждого производственного помещения и территории предприятия в метрах;

2) вычисляется площадь освещаемой поверхности для каждого производственного помещения, площадь наружного освещения территории вычисляется как разность площади всей территории предприятия и суммы площадей, занятых производственными помещениями;

3) для каждого цеха и территории предприятия по табл.3.5 выбирается удельная плотность осветительной нагрузки на 1 м2 и вычисляется установленная мощность приемников освещения по формуле (3.11);

4) по табл. 3.4 определяется в зависимости от объекта освещения коэффициент спроса осветительной нагрузки и вычисляется расчетная осветительная нагрузка по формуле (3.9).

В табл. 3.6 дан пример расчета осветительной нагрузки при освещении лампами накаливания. Если освещение осуществляется источниками, потребляющими реактивную мощность, то к табл.3.6 необходимо добавить еще две графы 9 и 10. В 9-ю графу будет заносится соsо источника света, а в 10-й графе расчетная реактивная мощность освещения Qр.о, вычисленная по формуле (3.10) tgо определяется по соответствующему коэффициенту реактивной мощности соsо. Значения соsо иtgо для различных источников света приведены в табл.3.7.

Таблица 3.4

***Коэффициенты спроса осветительных нагрузок***

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование объекта освещения | Коэф-т спроса |
| Небольшие производственные здания и торговые помещения | 1,0 |
| Производственные здания, состоящие от отдельных крупных пролетов | 0,95 |
| Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания | 0,9 |
| Производственные здания, состоящие из нескольких отдельных помещений | 0,85 |
| Инженерно-лабораторные, конторско-бытовые здания, лечебные, детские и учебные учреждения | 0,8 |
| Предприятия бытового обслуживания населения, гостиницы,общежития, учреждения управления | 0,7 |
| Складские здания, распределительные устройства и подстанции | 0,6 |
| Наружное и аварийное освещение | 1,0 |

Таблица 3.5

***Ориентировочные удельные плотности осветительной нагрузки на 1 м2 полезной площади производственных зданий для машино-строительной, металлообрабатывающей и электротехнической промышленности***

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование производственных помещений | Плотность нагрузкипри лампах накали-вания, Ро кВт/м2 |
| Литейные, плавильные и механосборочные цехи | 0,012-0,015 |
| Механические и сборочные цехи | 0,011-0,016 |
| Электросварочные и термические цехи | 0,013-0,015 |
| Цехи металлоконструкций | 0,011-0,013 |
| Инструментальные цехи | 0,015-0,016 |
| Деревообрабатывающие и модельные цехи | 0,015-0,018 |
| Блоки вспомогательных цехов | 0,017-0,018 |
| Инженерные корпуса | 0,016-0,020 |
| Центральные заводские лаборатории | 0,020-0,027 |
| Заводы горношахтного оборудования | 0,010-0,013 |
| Заводы бурового и гидробурового оборудования | 0,014-0,015 |
| Заводы краностроения | 0,010-0,011 |
| Заводы нефтеаппаратуры | 0,017-0,018 |
| Наружное освещение территории | \* 0,002 |

Таблица 3.6

***Расчет осветительной нагрузки***

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  № по плану | Наименованиепроизводствен-ногопомещения | Размерыпомещ.дл.(м)\*шир.(м) | Площадь помеще-ния,м2 | Удельн.осветитнагрузка о,кВт/м2 | Коэфф.спросаКс | Устанмощн.освещРу.о,кВт | РасчетносветитнагрузкаРр.о,кВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Гл. мех. корпус | 12699 | 12474 | 0,015 | 0,8 | 187 | 149,6 |
| 2 | Компрессорная | 21,610,8 | 233 | 0,010 | 0,8 | 2,3 | 1,6 |
| 3 | Механосборочный | 48,636 | 1750 | 0,020 | 0,8 | 35 | 28 |
| 3а | Сборочный | 3627 | 972 | 0,020 | 0,8 | 19,5 | 15,6 |
| 4 | Термический | 2737,8 | 2041 | 0,015 | 0,8 | 30,6 | 24,4 |
| 5 | Сварочно-заготовительный | 70,2\*8,8 | 2022 | 0,015 | 0,8 | 30,3 | 24,2 |
| 6 | Электроремонтный | 34,228,8 | 985 | 0,020 | 0,85 | 19,7 | 16,7 |
| 7 | Литейный | 37,893,8 | 3538 | 0,013 | 0,8 | 46 | 36,8 |

Продолжение таблицы 3.6

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 8 | Склад материалов | 1837,8 | 680 | 0,010 | 0,7 | 6,8 | 4,7 |
| 9 | Кузнечно-штамповочный | 5457,6 | 3110 | 0,015 | 0,8 | 46,6 | 37,2 |
| 10 | Управление | 4519,8 | 891 | 0,020 | 0,9 | 17,8 | 16 |
| 11 | Столовая | 4514,4 | 648 | 0,020 | 0,9 | 13 | 11,7 |
| 12 | Территория |  | 21006 | 0,002 | 1 | 42 | 42 |
|  | Итого: |  |  |  |  |  | 408,7 |

Таблица 3.7

***Значения коэффициентов реактивной мощности***

***для различных источников света***

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование источника света | соsо | tgо |
| Лампы накаливания | 1 | 0 |
| Люминесцентные лампы | 0,9 | 0,5 |
| Газоразрядные лампы высокого давления типа ДРЛ, ДРИ, ДНТ без компенсации реактивной мощности | 0,5 | 1,73 |
| Газоразрядные лампы высокого давления с компенсацией реактивной мощности | 0,9 | 0,5 |

**4. ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ И РАСПОЛОЖЕНИЯ**

**ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРОВ**

**ГПП И КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ**

***4.1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции***

Наиболее часто ГПП (ПГВ) промышленных предприятий выполняют двухтрансформаторными. Однотрансформаторные ГПП допустимы только при наличии централизованного резерва трансформаторов и при поэтапном строительстве ГПП. Установка более двух трансформаторов возможна в исключительных случаях: когда требуется выделить резкопеременные нагрузки и питать их от отдельного трансформатора, при реконструкции ГПП, если установка третьего трансформатора экономически целесообразна.

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

В настоящее время энергоснабжающая организация задает для проектируемых и действующих предприятий значение оптимальной реактивной мощности Qэ1, передаваемой из энергосистемы в сеть предприятия в период максимальных нагрузок энергосистемы. Если энергосистема не обеспечивает предприятие полностью реактивной мощностью в указанный период, то на предприятии должны быть установлены компенсирующие устройства.

Выбор номинальной мощности трансформаторов ГПП в зависимости от исходных данных может осуществляться по графику нагрузок или по полной расчетной мощности [5]

  (4.1)

где Рр - расчетная активная мощность предприятия.

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

 Sном.т  Sр/20,7 (4.2)

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

 1,4Sном.т  Sр (4.3)

Выбор мощности трансформаторов ГПП или ГПВ производится по средней нагрузке (Sном.т Scp) с проверкой перегрузочной способности трансформатора в часы максимальной нагрузки. Для этого по суточному графику нагрузки потребителя устанавливается продолжительность максимума нагрузки t (ч) и коэффициент заполнения графика

 kз.г. = Scp /Sмакс (4.4)

где Sср., S’макс - средняя и максимальная нагрузки трансформатора.

По значениям kз.г.  и t определяется коэффициент кратности допустимой нагрузки (рис. 4.1):

 kн =Iмакс /Iном. = Sмакс / Sном (4.5)

откуда Sном = Sмакс /kн.

Если в летнее время максимум нагрузки меньше номинальной мощности трансформатора на величину Р, то в зимнее время допускается перегрузка трансформатора на ту же величину, но не более чем на 15%. Суммарная перегрузка за счет суточной и летней недогрузок должна быть не более 30% для трансформаторов, установленных на открытом воздухе в местностях, где среднегодовая температура воздуха принята +50С, а максимальная +400С. Допустимые суммарные перегрузки для трансформаторов, установленных внутри помещений, не должны превышать 20%.

После выявления всех перечисленных показателей сравниваемых вариантов рассматривают вопрос об обеспечении необходимой надежности и резервировании электроснабжения при выходе из строя одного из трансформаторов.

При наличии на двухтрансформаторной подстанции потребителей 1-й (S) и 2-й(S2) категорий мощность одного трансформатора проверяют в аварийном режиме:

 Sном1  S1 + S2 (4.6)

Следует подчеркнуть, что для проектируемых подстанций, если неизвестен график нагрузки потребителей, мощность трансформаторов выбирают на основании расчетной максимальной нагрузки с учетом коэффициента максимума потребителей kмакс:

 Sт  kмакс Sср = Sмакс (4.7)

Для действующих предприятий при наличии графика нагрузки выбор и проверку мощности трансформаторов производят с учетом коэффициента допустимой нагрузки трансформаторов kн (рис.4.1).

Рис.4.1. Кривые кратностей допустимых нагрузок трансформаторов.

Выбор мощности трансформатора только по максимальной нагрузке без учета действительного графика нагрузки приводит в ряде случаев к завышению его мощности.

ГОСТ 14209-69 устанавливает систематические допускаемые перегрузки из условия нормального суточного износа трансформатора при нагреве до 950С.

Коэффициент заполнения графика обычно не превышает 0,75, т.е.

 kз.г. = Sср./ Sмакс = Iср /Iмакс = Sср/(1,4 Sн.т)  0,75 (4.8)

Поэтому можно установить связь между средней нагрузкой потребителя и номинальной мощностью устанавливаемого трансформатора:

 Sср  0,75  1,4Sн.т.  1,05Sн.т (4.9)

Следовательно, для выбора мощности трансформатора с учетом резервирования и допустимых перегрузок достаточно знать максимальную и среднюю нагрузки и продолжительность суточного максимума.

Следует подчеркнуть, что выбор мощности трансформатора только по максимальной нагрузке без учета действительного графика нагрузки приводит в ряде случаев к завышению мощности трансформатора, которую можно принять меньшей, если учесть допустимые перегрузки трансформатора.

**Пример 4.1.** Максимальная нагрузка на шинах 110/10 кВ ГПП составляет 20 000 кВА при времени максимума 2 ч. Средняя суточная нагрузка Sср = 15000 кВА. Потребители 1-й и 2-й категорий составляют 75% от Sмакс. Выбрать число и мощность трансформаторов на ГПП.

*Решение*. Устанавливаем на ГПП два трансформатора, учитывая наличие потребителей 1-й категории. Коэффициент заполнения графика

 kз.г. = Sср /Sмакс = 15000/20000=0,75

По величине kз.г. и времени максимума t=2 ч находим коэффициент допустимой нагрузки: kн = 1,16. Номинальная мощность трансформатора

 Sном = Sмакс /kн = 20000/1,16 = 17000 кВА

Принимаем к установке на ГПП два трансформатора по 16000 кВА.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме при максимуме

kз = Sмакс/ (2Sном) = 20000/(216000) = 0,63 , что соответствует экономическому режиму.

Проверяем установленную мощность трансформатора в аварийном режиме при отключении одного трансформатора и необходимости обеспечить электроснабжение потребителей 1-й и 2-й категорий в период максимума с допускаемой нагрузкой, равной 140%:

 1,4 Sном = 1,416000=22500> 0,75Sмакс =0,7520000=15000 кВА

Следовательно, выбранные мощности трансформаторов (216000 кВА) обеспечивают электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в аварийном режимах.

***4.2. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов***

***с учетом компенсирующих устройств***

1. Выбор типа трансформаторов решается в зависимости от условий окружающей среды. Для наружной установки применяются только масляные трансформаторы (ТМ) (ТМ3) для внутренней установки применяются трансформаторы с негорючей жидкостью (совтол)(ТН3). Сухие трансформаторы (ТСЗ) мощностью не более 630-1000 кВА используются в административных общественных зданиях, испытательных станциях, в лабораториях.

Число типов и исполнение трансформаторов, применяемых на одном предприятии, необходимо ограничивать, так как разнообразие их создает неудобства в обслуживании, осложняет ремонт, резервирование и взаимозаменяемость.

На промышленных предприятиях применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Число трансформаторов в цеху определяется его нагрузкой и требованиями к надежности. Однотрансформаторные подстанции при наличии складского резерва трансформаторов можно использовать для питания потребителей 2 и 3 категорий, а так же для потребителей 1 категории, если мощность последних не превышает 15-20% от мощности трансформатора и возможно резервирование подстанций на вторичном напряжении с АВР.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при преобладании электроприемников 1 и 2 категорий, а так же в энергоемких цехах с удельной плотностью нагрузки уд  4 кВА/м2.

2. В цеховых трансформаторных подстанциях (КТП) используются трансформаторы единичной мощности 400; 630; 1000; 1600 и 2500 кВА. Число и мощность трансформаторов зависят от величины расчетной нагрузки Sр, распределения нагрузок по площади цеха, характера и режима работы электроприемников. Выбор КТП осуществляется одновременно с решением задачи компенсации реактивной мощности.

Сначала выбирается число и мощность трансформаторов пользуясь коэффициентом загрузки трансформаторов kз.тр и расчетной нагрузкой цеха.

kз.тр при преобладании нагрузок 1 категории 0,65 - 0,7, при преобладании нагрузок 2 категории 0,7 - 0,8 , а при нагрузках 3 категории - 0,9-0,95.

 , (4.10)

где Sр- расчетная полная мощность предприятия до 1 кВ;

 Sнэ- экономически целесообразная номинальная мощность трансформатора, принимается:

при уд < 0,2 кВА/м2 Sнэ  1000 кВА;

при уд  = 0,2 - 0,3 кВА/м2 Sнэ  = 1600 кВА;

при уд  0,3 кВА/м2 Sнэ = 2500 кВА.

Трансформаторы 630 кВА и менее рекомендуется применять для питания мелких вспомогательных цехов.

КзТРсв - средневзвешенное значение коэффициента загрузки цеховых трансформаторов

  , (4.11)

где РI, РII, РIII - активная мощность потребителей (или полная S) цеха I, II и III категорий по надежности электроснабжения;

КзI ,КзII, КзIII - коэффициенты загрузки трансформаторов для соответствующих потребителей.

Минимальное число трансформаторов, которое можно установить при полной компенсации реактивной мощности в цеховых сетях:

  (4.12)

где Рр - расчетная активная мощность предприятия на напряжении до 1 кВ.

Поскольку полная компенсация реактивной мощности экономически нецелесообразна, то намечается промежуточный вариант Nтmin+1(2) + . . . + 1(2) . . . Nтmax, для которого cos  предприятия будет находиться в пределах 0,9 - 0,95, для чего определяется предельное значение реактивной мощности.

 ; (4.13)

определяется новое значение cos

 . (4.14)

Если значение cos находится в пределах 0,9 - 0,95 , то определяется суммарное значение мощности низковольтных конденсаторных батарей

 Qнк = Qp - Qтi (4.15)

Существует и другой подход к выбору целесообразной величины реактивной мощности передаваемой через цеховые трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ [5].

Полученную суммарную мощность низковольтных конденсаторных батарей необходимо распределить по потребителям (цехам) в долевом отношении по потреблению реактивной мощности, например для i-го цеха

 

где Qнк - суммарная мощность низковольтных конденсаторных батарей; Qp - расчетная реактивная мощность предприятия на напряжение до 1 кВ; Qpi - расчетная реактивная мощность i -го цеха напряжением до 1 кВ. По полученному значению Qнкi выбирается комплектная конденсаторная установка (ККУ) (см. приложение). Если значение Qнкi значительно меньше типового значения ККУ, то этот потребитель подсоединяется к другому потребителю большей мощности и мощность ККУ выбирается по сумме Qнкi  этих потребителей. Обычно ККУ подсоединяются к сборным шинам КТП на стороне 0,4 кВ, т.е. сколько трансформаторов КТП столько и ККУ. Результаты расчетов сводятся в табл.4.1, 4.2, 4.3. При заполнении таблиц необходимо помнить о том, что расчетные значения нагрузок цехов значительно отличаются друг от друга, поэтому возникает трудность с расстановкой по цехам трансформаторов мощностью Sтэ, допускается подбирать мощность и число силовых трансформаторов КТП по нагрузке конкретного цеха или другого потребителя с учетом категории по надежности и режимом электропотребления. Суммарная оптимальная мощность трансформаторов Sтэ должна быть примерно равна сумме номинальных мощностей устанавливаемых трансформаторов КТП.

Таблица 4.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №№ | Наименование | Расчетнаянагрузка | Расчетнаямощность | Принимается фактическаямощность, тип ККУ |
| пп | цеха | Qpi, квар | Qнкi, квар | Qнкф, квар | Тип ККУ(НБК) |
| 1 | Котельный цех | 211 | 109 | 1 х 108 | УКЛН-0,38-108 |
|  | . . . . . . |  |  |  |  |

Таблица 4.2

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номерцеха | Расчетнаяактивнаямощностьцеха,Ррi,кВт | Расчетнаяреактивнаямощность цеха, Qрi,квар | Фактическаямощность ККУ, Qнкфi,квар | Qрi- Qнкфi | Полнаямощностьцеха Sp,кВА |
|  |  |  |  |  |  |

Таблица4.3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номерцеха | НомерЦТП | Расчетная мощность цеха,кВА | Число и мощностьтр-ров ЦТП | Коэф-тзагрузкиКз | Типтрансф-ров ЦТП |
|  |  |  |  |  |  |

***4.4. Конструктивное выполнение трансформаторных подстанций***

Конструктивное выполнение трансформаторных подстанций и распределительных пунктов определяется их главной схемой.

На промышленных предприятиях наибольшее применение имеют двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы 110-220/35/6-10 кВ применяются на ГПП сравнительно редко при наличии удаленных потребителей средней мощности напряжением 35 кВ, относящихся к данному предприятию или району.

Конструкция подстанции, как правило, состоит из трех основных узлов: РУ первичного напряжения, содержащего сборные и соединительные шины, аппараты присоединений и защиты; камер трансформаторов; РУ вторичного напряжения. Взаимное расположение узлов подстанций следует выполнять таким образом, чтобы длина ошиновки и кабелей была минимальной.

В настоящее время в цехах промышленных предприятий наибольшее распространение имеют комплектные трансформаторные подстанции КТП 6-10/0,4-0,69 кВ. КТП состоит из РУ или вводного устройства первичного напряжения, одного или двух силовых трансформаторов и РУ НН (по схеме БТМ в цеховых КТП РУ НН не предусматривается). Комплектные трансформаторные подстанции изготавливаются для внутренней (КТП) и наружной установки (КТПН). Комплектные трансформаторные подстанции для ГПП и ПГВ выполняют с трансформаторами мощностью 4-40 МВА на напряжение 35-220/6-10 кВ. Для внутрицеховых КТП с напряжением 6-10/0,4-0,69 кВ применяются трансформаторы мощностью 160-2500 кВА. Технические данные КТП приведены в приложении. В сетях 35-110 кВ применяют унифицированные комплектные подстанции блочного типа КТПБ для наружной установки на напряжение 35/6-10 кВ и 110/6-10 кВ. В РУ 6-10 кВ применяют комплектные камеры типа КРУ, КРУН, КСО.

Ячейки типа КСО следует применять для потребителей II и III категорий электроснабжения, а типа КРУ, КРУН, КРУЭ - для более высоких категорий - I и особой. Ячейки типа КСО предназначены для стационарной установки одностороннего обслуживания. Более подробно конструкции ГПП, ЦТП, РП рассмотрены в курсе “Электрическая часть станций и подстанций” [9 ].

***4.5.Картограмма нагрузок***

Подстанции всех мощностей, напряжения и тока должны быть максимально приближены к центрам подключенных к ним нагрузок (ЦЭН). Это обеспечивает наилучшее технико-экономические показатели СЭС по расходу электроэнергии и дефицитных проводниковых материалов, т.е. минимум приведенных затрат. При проектировании СЭС предприятий различных отраслей промышленности разрабатывается генеральный план объекта, на который наносятся все производственные цехи и отдельные крупные ЭП, расположенные на территории предприятия. На генеральном плане указываются расчетные мощности цехов и всего предприятия. Для того чтобы найти наиболее выгодный вариант расположения понижающих подстанций и источников питания, составляют картограмму нагрузок.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане площади, ограниченные кругами, которые в выбранном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Центр каждого круга цеха должен совпадать с центром нагрузок этого цеха. Расчетная максимальная нагрузка i-го цеха Рi, кВт,

 Рi = r2im, кВт/см2, (4.11)

где m -масштаб для определения площади круга; ri - радиус круга, см2 равный

  (4.12)

Силовые нагрузки до 1 кВ и выше, а так же осветительная нагрузка могут изображаться отдельными кругами или секторами в круге:

 

где Р - суммарная низковольтная, высоковольтная и осветительная нагрузка цеха.

Координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия (цеха) определяется из соответствующих выражений

 

где Рi -активная мощность i-го цеха (потребителя); Хi и Уi - его координаты (оси ординат можно наносить произвольно).

При невозможности расположения ГПП, ЦТП в ЦЭН они обычно снижаются в сторону источника питания и желательно, чтобы они располагались на линии, соединяющей источник питания с ЦЭН.

Распределительные пункты 6-10 кВ без преобразования электрической энергии, наоборот, выгоднее размещать на границе питаемых ими участков сети, чтобы не было обратных потоков энергии.

На рис.4 представлена картограмма нагрузок и ЦЭН среднего по мощности промышленного предприятия.

Рис.4. 2.Картограмма электрических нагрузок.

При расположении в ЦЭН ГПП, ЦТН или РП необходимо соблюдать требования ПУЭ, ПТЭ, ПТБ, зная приблизительные размеры ГПП-35/10-6 (18 х 24м), ГПП 110/10-6 (24 х 30м), ЦРП (20 х 10м), ЦТП (12 х 6 - двухтрансформаторная).

***4.3. Балансовый расчет компенсирующих устройств предприятия***

Мощность компенсирующих устройств предприятия на границе балансового раздела ГБР (см.3) Qку зав.крм. = Qp - Qэ1 будет формироваться из мощности низковольтных компенсирующих устройств (см.4), реактивной мощности высоковольтный и низковольтных синхронных двигателей и мощности высоковольтных конденсаторных батарей.

 Qку зав. = Q нк+ Q сд + Qвк.

Для определения величин Q сд и Qвк необходимо провести расчет предприятия по реактивной мощности.

Для каждой цеховой подстанции определяется нескомпенсированная реактивная нагрузка на стороне 6 и 10 кВ

 QТ наг. = QmaxТ - Qнкф +QТ,

где QmaxТ - расчетная реактивная нагрузка ТП; Qнкф - фактически принятая мощность НБК; QТ - суммарные реактивные потери в трансформаторах с учетом его коэффициента загрузки (табличные данные).

Таблица 4.5

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальная мощность | Суммарные реактивные потери в трансформаторе при т,кВар |
| тр-ра, кВА | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 |
| 400 | 13 | 15 | 18 | 20 | 23 | 26 |
| 630 | 20 | 23 | 28 | 33 | 39 | 45 |
| 1000 | 28 | 34 | 41 | 49 | 58 | 69 |
| 1600 | 41 | 51 | 62 | 76 | 90 | 107 |
| 2500 | 62 | 79 | 99 | 131 | 146 | 175 |

Определяется для всех ТП нескомпенсированная реактивная мощность на стороне 6-10 кВ .

Суммарная расчетная реактивная мощность высоковольтных компенсирующих устройств Qвк

 .

Если значение Qвк больше нуля (Qвк > 0), то в первую очередь в качестве высоковольтных компенсирующих устройств необходимо использовать высоковольтные синхронные двигатели.

Синхронные двигатели выпускаемые отечественной промышленностью, рассчитаны на опережающий коэффициент мощности соs  =0,9 и при номинальной активной нагрузке Рном и напряжении Uном могут вырабатывать номинальную реактивную мощность:

 Qном ” 0,5 Рном.

При недогрузке СД по активной мощности  = Р/Рном < 1, возможная перегрузка по реактивной мощности  = Q/Qнаг i

 .

Средние значения коэффициента нагрузки по реактивной мощности  в зависимости от изменения активной мощности нагрузки  и напряжение сети для СД напряжением 6-10 кВ приведены в табл.4 и в приложении.

Таблица 4.2

***Зависимости коэффициента перегрузки по реактивной мощности***

***синхронных двигателей от напряжения***

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Серия, номинальное напря-жение и частота вращения | Относитель-ное напря-жение на зажимах дви- | Коэффициент перегрузки по реактивной мощности  при коэффициенте загрузки  |
| двигателя | гателя U/Uном | 0,9 | 0,8 | 0,7 |
| СДН, 6 и 10 кВ (для всех частот вращения) | 0,9511,05 | 1,311,211,06 | 1,391,271,12 | 1,451,331,17 |
| СДН,6 кВ:600 - 1000 об/мин370 - 500 об/мин187 - 300 об/мин100 - 167 об/мин | 1,11,11,11,1 | 0,890,880,860,81 | 0,940,920,880,85 | 0,960,940,90,87 |
| СДН, 10 кВ:1000 об/мин250 - 750 об/мин | 1,11,1 | 0,90,86 | 0,980,9 | 10,92 |
| СТД, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин | 0,951,01,051,1 | 1,31,321,120,9 | 1,421,341,231,08 | 1,521,431,311,16 |
| СД и СДЗ, 380 В (для всех частот вращения) | 0,951,01,051,1 | 1,161,151,10,9 | 1,261,241,181,06 | 1,361,321,251,15 |

Реактивную мощность СД при числе оборотов более 1000 в мин можно определить по методике, изложенной в [5].

Определив Qсд , составляется следующее неравенство

 > 0 = QВБК

 < 0 = 0

если меньше нуля, то значение Qсд уменьшают до величины Qвк и на этом этапе расчет компенсирующих устройств завода заканчивается, если больше нуля, то в электрических сетях завода необходимо установить высоковольтные комплектные конденсаторные установки мощностью QВБК на сборных шинах РП или ГПП в зависимости от величины и характера потребления реактивной мощности. Расчет мощности КУ завода закончен.

**5. ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ**

 **И РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ**

***5.1. Выбор схемы внешнего электроснабжения предприятия***

В соответствии с заданием на курсовой проект предприятие получает питание или с шин генераторного напряжения ТЭЦ, или с ОРУ районной подстанции по двум кабельным или воздушным линиям. Электроснабжение с шин генераторного напряжения предусматривает установку на РУ ТЭЦ двух КРУ или КРУН с автоматическими выключателями, прокладку кабельных линий в земле или по эстакадам, при большой мощности предприятия подача электроэнергии производителя по токопроводам различного исполнения. На территории предприятия в районе ЦЭН формируется закрытое или открытое РУ на напряжение 6-10 кВ. К установке на РУ так же рекомендуются КРУ или КРУН различного исполнения. Электрическая схема РУ должна быть простой, число секций шин напряжения 6-10 кВ обычно не превышает двух, большее число секций используется при повышенном требовании к надежности электроснабжения, при большой мощности предприятия (более 75 Мвт), при наличии потребителей со специфическими нагрузками, которые необходимо выделить на отдельные секции шин РУ.

Каждая секция работает раздельно и получает питание от отдельной линии с ТЭЦ. В нормальном режиме работы секционный аппарат отключен. Применение секционного выключателя обеспечивает автоматическое включение резерва (ДВР), что позволяет использовать такую схему (рис.5.1) для потребителей первой категории.

Рис.5.1. Схема распределительного устройства 6-10 кВ с одной секционной системой шин.

Для устройства РУ 6-10 кВ используют комплектные распределительные устройства (КРУ) двух исполнений: выкатные и стационарные (типов КСО и др.). КРУ состоит из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными, защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы КРУ изготовляют на заводах, и с полностью собранным и готовым к работе оборудованием они поступают на место монтажа. Здесь шкафы устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели.

Выкатные КРУ рекомендуется применять для наиболее ответственных электроустановок с большим числом камер (15-20), где требуется быстрая замена выключателя. Для ремонта и ревизии выключателя его выкатывают с помощью тележки, на которой он установлен и заменяют другим. Кроме выключателя, на выкатной тележке монтируют трансформаторы напряжения и разрядники, силовые предохранители и трансформаторы собственных нужд подстанции 10/0,4 кВ мощностью до 63 кВА.

Заводы изготовители выпускают несколько серий КРУ. Наиболее широкое применение получили КРУ2-10-20УЗ с масляными выключателями, которые по своим техническим параметрам и габаритам подходят для большинства промышленных установок.

Таблица 5.1

|  |  |
| --- | --- |
|  | Технические данные для комплектных устройств |
| Показатели | КРУ2-10Э,КРУ2-10П | К-ХII/80 | КР-10/500 | К-ХХI |
| Номинальное напряжение, кВ | до 10 | до 10 | до 11 | 6,0 |
| Номинальный ток | 630,1000,1600,2000,2750 | 630,1000,1500 | 630,1000,1250, 3200 | 800,10001500,2000 |
| Отключаемая мощность, МВА | 350 | 350 | 500 | 400 |
| Динамическая устойчивость, кА | 52 | 80 | 75 | 100 |
| Термическая устойчивость, кА | 14 | 20 | 29 | 38,5 |
| Тип выключателя | ВЭМ-10Э,ВМПЭ-10,ВМП-10 К | ВМП-10-31,5 | ВМП-10/500 | ВЭМ-6 |
| Тип привода | ПЭ-11,ПЭВ-12,ПП-67 | ПЭ-11ПП-67 | ПЭВ-11А | ПЭ-22 |

Таблица 5.2

***Сетка схем главных цепей шкафов КРУ серии КРУ-2-10-20 УЗ***

Конструкция шкафов серий КРУ2-10-20УЗ рассчитана на двухстороннее обслуживание и установку внутри помещений. Основные технические параметры шкафов приведены в табл.5.1, а сетка схем заполнения шкафов в табл.5.2.

Для открытой установки вне помещения выпускают комплектные распределительные устройства серии КРУН. Шкафы этих устройств имеют уплотнения, обеспечивающие защиту аппаратуры от загрязнений, однако они не предназначены для работы в среде, опасной в отношении пожара и взрыва, а также в среде с химически активными газами, токопроводящей пылью и влажностью воздуха более 80 %. КРУН выполняют со стационарной установкой выключателя или с выключателем выкатного исполнения. Так же, как КРУ, они разработаны для схемы с одной системой шин.

Для РУ, выполненных по простейшим схемам, применяют камеры КСО-366 на 6-10 кВ. Они имеют одностороннее обслуживание, предназначены для схем с одной системой шин в сетях с мощностью отключения до 200 МВА. Основные технические параметры КСО приведены в табл. 5.3, а сетка схем первичных соединений камер в табл. 5.4. Шкафы этой серии применяют и для более сложной схем, когда предусматривают ввод через выключатель. В этом случае в торце камеры КСО-366 может быть установлена камера КСО-266 с выключателем типа ВМГ-10 на 630 А.

Простое исполнение и невысокая стоимость камер КСО создают им преимущества по сравнению с более дорогими камерами серии КРУ. Поэтому их целесообразно применять на подстанциях небольшой и средней мощности.

Разработка проекта ГПП включает в себя выбор схемы и компоновку ее конкретными типовыми конструкциями КРУ. Для этих целей используют сетку схем шкафов (табл.5.2, 5.4) и на ее основе для завода-изготовителя составляют специальный опросный лист, в котором приводят схему заполнения всех шкафов КРУ с указанием номеров схем шкафов, а также других необходимых для заказа технических и конструкторских данных.

КРУ выбирают с учетом номинальных параметров установленного электрооборудования, которые должны быть не менее расчетных значений. Одновременно следует принимать во внимание способ установки и обслуживания КРУ, а также климатические условия, в которых они будут работать. Маломощные линии предварительно группируют, а затем присоединяют к одному выключателю, что обеспечивает более рациональное использование ячеек КРУ.

Таблица 5.3

***Основные технические показатели КСО-366***

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальное напряжение, кВ | 6; 10 |
| Номинальные токи шкафов КСО, А | 220; 400; 600 |
| Электродинамическая стойкость, кА | 30 |
| Тип разъединителя | РВЗ-10 |
| Тип выключателей нагрузки | ВН-16; ВНПз-16, ВНПз-17 |
| Тип привода | ПР-17; ПР-10; ПРА-17 |
| Тип трансформаторов напряжения | НОМ-6; НОМ-10; НТМИ-6; НТМИ-10 |
| Тип трансформатора тока | ТПЛ-10 |
| Габариты шкафов:ширина по фронту, за исключением камерс разъединителями, ммдля камер с разъединителями, мм | 1000 500 |

Таблица 5.4

***Сетка схем первичных соединений камер КСО-366***

**Пример 3.3**. Выбрать конструкцию РУ 10 кВ промышленного предприятия, схема электроснабжения которого приведена на рис. 5.1. По надежности электроснабжения потребители относятся к I и II категориям. Предусмотреть возможность дополнительного подключения нагрузок с расчетными токами

*I*р1 = *I*р2 = 340 А,  *I*р3==*I*р4=363 А.

Р е ш е н и е. Учитывая целесообразность применения КРУ 10 кВ, встаиваемых в производственные корпуса, а также число отходящих линий (в нашем случае 12) и надежность потребителей электроэнергии, принимаем к установке КРУ серии КРУ2-10-20УЗ. РУ выполняем секционированным с двумя секциями шин, соединенных шиносоединительным выключателем. Схема заполнения секций на рис. 5.5. Номенклатурное обозначение шкафов принято в соответствии с табл. 5.1. 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 КРУ2-10-20УЗ: № 09 12 шт., № 25 2 шт., № 53 1 шт., № 218 2 шт., № 408 3 шт.

После выбора конструкции распределительного устройства ГПП и РП необходимо определить параметры комплектных устройств КРУ или КСО по следующим позициям:

- номинальное напряжение, кВ;

- номинальный ток шкафов, А;

- номинальные токи сборных шин, А;

- номинальный ток отключения для шкафов с выключателями, кА или мощность отключения, МВА;

- электродинамическая стойкость, кА;

- максимальное число и сечение жил силовых кабелей, мм2 (в одном шкафу).

ПРИМЕЧАНИЕ: Ячейки КСО по номинальному току сборных шин не выбираются т.к. последние выбираются специальным расчетом в зависимости от конструкции РУ и его нагрузки по секциям.

Конструктивное исполнение ГПП определяется принятой схемой и условиями окружающей среды. При нормальной окружающей среде РУ 35- 220 кВ выполняют открытыми. Однако в ряде случаев, при небольших токах КЗ, наиболее целесообразной может быть установка закрытых РУ 35 кВ за счет применения более дешевой аппаратуры.

Силовые трансформаторы ГПП всегда устанавливают открыто, на предприятиях с загрязненной атмосферой - с усиленной изоляцией.

ГПП напряжением 35 - 220 кВ размещают рядом с обслуживаемыми ими производственными корпусами, а их РУ 6-10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса.

Так же для промышленных предприятий рекомендуется применять упрощенные электрические схемы для питания трансформаторов ГПП от районной подстанции с использованием отделителей и короткозамыкателей (рис.5.3). Установка выключателя на стороне высокого напряжения нецелесообразна, т.к. отключать трансформатор (при необходимости вывода его в ремонт) можно выключателем на районной подстанции, а при снятой нагрузке с трансформатора ГПП

Рис. 5.2. Схема заполнения секций РУ.

отделителем без отключения выключателя на районной подстанции. Более подробно по электрическим схемам ГПП в курсе “ Электрическая часть станций и подстанций”.

Рис.5.3. Схема электрических соединений подстанции с двумя трансформаторами.

***5.2. Выбор схемы внутризаводского электроснабжения предприятия***

Характерной особенностью схем внутризаводского распределения электроэнергии является большая разветвленность сети и наличие большого количества коммутационно-защитной аппаратуры, что оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и на надежность системы электроснабжения.

С целью создания рациональной схемы распределения электроэнергии требуется всесторонний учет многих факторов, таких как конструктивное исполнение сетевых узлов схемы, способ канализации электроэнергии, токи КЗ при разных вариантах и др.

При проектировании схемы важное значение приобретает правильное решение вопросов питания силовых и осветительных нагрузок в ночное время, в выходные и праздничные дни. Для взаимного резервирования рекомендуется использовать шинные и кабельные перемычки между ближайшими подстанциями, а также между концами сетей низшего напряжения, питаемых от разных трансформаторов.

В общем случае схемы внутризаводского распределения электроэнергии имеют ступенчатое построение. Считается нецелесообразным применение схем с числом ступеней более двух - трех, так как в этом случае усложняетя коммутация и защита сети. На небольших по мощности предприятиях рекомендуется применять одноступенчатые схемы.

Схема распределения электроэнергии должна быть связана с технологической схемой объекта. Питание приемников электроэнергии разных параллельных технологических потоков должно осуществляться от разных источников: подстанций, РП, разных секций шин одной подстанции. Это необходимо для того, чтобы при аварии не останавливались оба технологических потока. В то же время взаимосвязанные технологические агрегаты должны присоединяться к одному источнику питания, чтобы при исчезновении питания все приемники электроэнергии были одновременно обесточены.

При построении общей схемы внутризаводского электроснабжения необходимо принимать варианты, обеспечивающие рациональное использование ячеек распределительных устройств, минимальную длину распределительной сети, максимум экономии коммутационно-защитной аппаратуры.

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняют по магистральной, радиальной или смешанной схеме. Выбор схемы определяется категорией надежности потребителей электроэнергии, их территориальным размещением, особенностями режимов работы.

Радиальными схемами являются такие, в которых электроэнергия от источника питания передается непосредственно к приемному пункту. Чаще применяют радиальные схемы с числом ступеней не более двух.

Одноступенчатые радиальные схемы применяют на небольших и средних по мощности предприятиях для питания сосредоточенных потребителей (насосные станции, печи, преобразовательные установки, цеховые подстанции), расположенных в различных направлениях от центра питания. Радиальные схемы обеспечивают глубокое секционирование всей системы электроснабжения, начиная от источников питания и кончая сборными шинами до 1 кВ цеховых подстанций (рис.5.4).

Питание крупных подстанций и подстанций или РП с преобладанием потребителей I категории осуществляют не менее чем двумя радиальными линиями, отходящими от разных секций источника питания.

Отдельно расположенные однотрансформаторные подстанции мощностью 400 - 630 кВА получают питание по одиночным радиальным линиям без резервирования, если отсутствуют потребители I и II категорий и по условиям прокладки линии возможен ее быстрый ремонт. Если обособленные подстанции имеют потребителей II категории, то их питание должно осуществляться двухкабельной линией с разъединителями на каждом кабеле (подстанция ТП4 на рис.5.4).

Рис. 5.4. Одноступенчатая радиальная схема распределения электроэнергии.

Двухступенчатые радиальные схемы (рис.5.5) с промежуточными РП применяют на больших и средних по мощности предприятиях для питания через РП крупных пунктов потребления электроэнергии, т.к. нецелесообразно загружать основной центр питания предприятия с дорогими ячейками РУ большим количеством мелких отходящих линий. От вторичных РП питание подается на цеховые подстанции без сборных шин высшего напряжения. В этом случае используют глухое присоединение трансформаторов или предусматривают выключатель нагрузки, реже - разъединитель. Коммутационно-защитную аппаратуру при этом устанавливают на РП.

Магистральные схемы распределения электроэнергии применяют в том случае, когда потребителей много и радиальные схемы нецелесообразны. Основное преимущество магистральной схемы заключается в сокращении звеньев коммутации. Магистральные схемы целесообразно применять при расположении подстанций на территории предприятия, близком к линейному, что способствует прямому прохождению магистралей от источника питания до потребителей и тем самым сокращению длины магистрали.

Рис. 5.5. Двухступенчатая радиальная схема распределения электроэнергии.

Недостатком магистральных схем является более низкая надежность по сравнению с радиальными схемами, так как исключается возможность резервирования на низшем напряжении однотрансформаторных подстанций при питании их по одной магистрали. Рекомендуется питать от одной магистрали не более двух-трех трансформаторов мощностью 2500-1000 кВА и не более четырех-пяти при мощности 630-250 кВА. Существует много разновидностей и модификаций магистральных схем, которые с учетом степени надежности делятся на две группы: одиночные магистрали (рис.5.6) и схемы с двумя и более сквозными магистралями (рис.5.7).

Рис. 5.6. Одиночные магистральные схемы:

а - с односторонним питанием; б - с двухсторонним питанием.

Одиночные магистрали без резервирования допускаются только для потребителей III категории. Схемы с двумя и более сквозными магистралями имеют высокую надежность и могут применяться для потребителей любой категории надежности.

Двойные сквозные магистрали целесообразны для цеховых подстанций или РП с двумя секциями сборных шин (М1 и М2 рис. 5.4) или же для цеховых двухтрансформаторных подстанций без сборных шин на стороне высшего напряжения (М3 и М4 рис. 5.7). В зависимости от передаваемой мощности к каждой магистрали подключают от двух до четырех подстанций. Секции шин ТП или РП в нормальном режиме работают раздельно. В случае аварии на одной магистрали ТП или РП подключают к магистрали, оставшейся в работе.

Рис. 5.7. Двойные магистральные схемы

При магистральных схемах питания цеховых подстанций на вводе к трансформатору устанавливают более дешевую коммутационную аппаратуру в виде выключателя нагрузки или разъединителя. Если требуется обеспечить избирательное отключение трансформатора при его повреждении или если защита на головном выключателе не чувствительна при повреждении трансформатора, то последовательно с выключателем нагрузки или разъединителем устанавливают предохранитель типа ПК, предназначенный для отключения поврежденного трансформатора без нарушения работы остальных.

В практике проектирования и эксплуатации редко применяют схемы внутризаводского распределения электроэнергии, построенные только по радиальному или только по магистральному принципу. Сочетание преимуществ радиальных и магистральных схем позволяет создать систему электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

***5.3. Выбор напряжения***

Для получения наиболее экономичного варианта электроснабжения предприятия в целом напряжение каждого звена систем электроснабжения необходимо выбирать прежде всего с учетом напряжений смежных звеньев. Выбор напряжений основывается на сравнении технико-экономических показателей различных вариантов в случаях, когда:

1) от источника питания можно получать энергию при двух (или более) напряжениях;

2) при проектировании электроснабжения предприятий приходится расширять существующие подстанции и увеличивать мощность заводских электростанций;

3) сети заводских электростанций связывают с сетями энергосистем.

Предпочтение при выборе вариантов следует отдавать варианту с более высоким напряжением даже при небольших экономических преимуществах (не превышающих 10 - 25%) низшего из сравниваемых напряжений.

Для питания крупных и особо крупных предприятий следует применять напряжения 110, 150, 220, 330 и 500 кВ. На первых ступенях распределения энергии на таких крупных предприятиях следует применять напряжения 110, 150 и 220 кВ.

Напряжение 35 кВ в основном рекомендуется использовать для распределения энергии на первой ступени средних предприятий при отсутствии значительного числа электродвигателей напряжением выше 1 кВ, а также для частичного распределения энергии на крупных предприятиях, где основное напряжение первой ступени равно 110 - 220 кВ. В частности, напряжение 35 кВ можно применять для полного или частичного внутризаводского распределения электроэнергии при наличии: мощных электроприемников на 35 кВ (сталеплавильных печей, мощных ртутно-выпрямительных установок и др.); электроприемников повышенного напряжения, значительно удаленных от источников питания; подстанций малой и средней мощности напряжением 35/0,4 кВ, включенных по схеме “глубокого ввода”.

Напряжение 20 кВ следует применять для питания: предприятий средней мощности, удаленных от источников питания и не имеющих своих электростанций; электроприемников, удаленных от подстанций крупных предприятий (карьеров, рудников и т.п.); небольших предприятий, населенных пунктов, железнодорожных узлов и т.п., подключаемых к ТЭЦ ближайшего предприятия. Целесообразность применения напряжения 20 кВ должна обосновываться технико-экономическими сравнениями с напряжениями 35 и 10 кВ с учетом перспективного развития предприятия.

Напряжение 10 кВ необходимо использовать для внутризаводского распределения энергии на предприятиях: с мощными двигателями, допускающими непосредственное присоединение к сети 10 кВ; небольшой и средней мощности при отсутствии или незначительном числе двигателей на 6 кВ; имеющих собственную электростанцию с напряжением генераторов 10 кВ.

Напряжение 6 кВ обычно применяют при наличии на предприятии значительного количества электроприемников на 6 кВ, собственной электростанции с напряжением генераторов 6 кВ. Применение напряжения 6 кВ должно обусловливаться наличием электрооборудования на 6 кВ и технико-экономическими показателями при выборе напряжения.

При напряжении распределительной сети 10 кВ двигателей средней мощности (350-1000 кВт) следует применять напряжение 6 кВ с использованием в необходимых случаях схемы блока “трансформатор-двигатель” при небольшом количестве двигателей на 6 кВ.

***5.4. Технико-экономические расчеты в электроснабжении***

Технико-экономические расчеты выполняют для выбора:

1) наиболее рациональной схемы электроснабжения цехов и предприятия в целом;

2) экономически обоснованного числа, мощности и режима работы трансформаторов ГПП и ТП;

3) рациональных напряжений в системе внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия;

4) экономически целесообразных средств компенсации реактивной мощности и мест размещения компенсирующих устройств;

5) электрических аппаратов и токоведущих устройств;

6) сечений проводов, шин и жил кабелей;

7) целесообразной мощности собственных электростанций и генераторных установок в случае их необходимости;

8) трасс и способов прокладки электросетей с учетом коммуникаций энергохозяйства в целом.

Целью технико-экономических расчетов является определение оптимального варианта схемы, параметров электросети и ее элементов. Для систем электроснабжения промышленных предприятий характерна многовариантность решения задач, которая обусловлена широкой взаимозаменяемостью технических решений. В связи с этим требуется выполнение значительного числа трудоемких вычислений, для автоматизации которых рекомендуется широко применять электронно-вычислительные машины (ЭВМ).

При технико-экономических расчетах систем промышленного электроснабжения соблюдают следующие условия сопоставимости вариантов:

1) технические, при которых сравнивают только взаимозаменяемые варианты при оптимальных режимах работы и оптимальных параметрах, характеризующих каждый рассматриваемый вариант;

2) экономические, при которых расчет сравниваемых вариантов ведут применительно к одинаковому уровню цен и одинаковой достижимости принятых уровней развития техники с учетом одних и тех же экономических показателей, характеризующих каждый рассматриваемый вариант.

При разной надежности сравниваемых вариантов дополнительно учитывают народнохозяйственный ущерб от снижения надежности.

Каждый рассматриваемый вариант должен соответствовать требованиям, предъявляемым к системам промышленного электроснабжения соответствующими директивными материалами, отраслевыми инструкциями и ПУЭ.

В технико-экономических расчетах используют укрупненные показатели стоимости (УПС) элементов системы электроснабжения, а также УПС сооружения подстанций в целом.

В УПС не включены некоторые статьи расхода, поэтому их не применяют для определения реальной стоимости сооружения объекта, а используют при сравнительных расчетах вариантов. УПС основных элементов системы электроснабжения приведены в приложении к данному пособию и [5,10].

В соответствии с существующей методикой технико-экономических расчетов в качестве основного метода оценки рекомендуется метод срока окупаемости. В этом случае показателями являются капитальные вложения (затраты) и ежегодные (текущие) эксплуатационые расходы.

Экономические (стоимостные) показатели в большинстве случаев являются решающими при технико-экономических расчетах. Однако, если рассматриваемые варианты равноценны в отношении стоимостных показателей, предпочтение отдают варианту с лучшими техническими показателями.

При экономических расчетах для сравнения двух вариантов используют метод срока окупаемости, лет,

 Ток=(К2-К1)/(Сэ1-Сэ2) (5.1)

где К1, К2 - капитальные вложения в вариантах 1 и 2, тыс.руб.;

 Сэ1, Сэ2 - ежегодные эксплуатационные расходы, тыс.руб/год, в тех же вариантах.

Вычисленный по (5.1) срок окупаемости сравнивают с нормативным Тн=78 лет. При Ток=Тн сравниваемые варианты считают равноэкономичными, при Ток < Тн экономичным будет вариант с большими капитальными вложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами; при Ток > Тн экономичнее будет вариант с меньшими капитальными вложениями и большими годовыми эксплуатационными расходами.

При сравнении двух вариантов не всегда бывает возможность использования срока окупаемости. Так, например, если один вариант имеет меньшие ежегодные эксплуатационые расходы и требует меньших капиталовложений (Сэ1<Cэ2, К1<К2), то он является экономически более выгодным. В варианте с равными капиталовложениями и разными эксплуатационными расходами наиболее экономичным будет вариант с меньшими эксплуатационными расходами. Если же капитальные вложения различны, а эксплуатационные расходы одинаковы, то предпочтение следует отдавать варианту с меньшими капитальными затратами.

При рассмотрении трех и более вариантов критерием экономичности является минимум приведенных затрат, тыс. руб/год,

 З = КнК + Сэ (5.2)

где Кн - нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,125; К- единовременные капитальные вложения, тыс.руб/год (в общем случае состоят из капитальных затрат на сооружение питающих линий Кл, установку высоковольтной аппаратуры Кап и установку силовых трансформаторов Кт); Сэ - ежегодные эксплуатационные расходы тыс. руб/год; Сэ = КаК+Кт.рК+Сп; Ка, Ктр - коэффициенты отчисления соответственно на амортизацию и текущий ремонт; Сп - стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

Если сравниваемые варианты отличаются по надежности, а также не обеспечивают одинакового качества электроэнергии у потребителей, то в (5.2) дополнительно следует включать вероятный ежегодный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей Уп и математическое ожидание ущерба Ук от снижения качества электроэнергии

 З = КнК + Сэ + Уп + Ук (5.3)

Значение Уп может быть определено из выражения

 Уп = ЭнУср (5.4)

где Эн - количество недоотпущенной электроэнергии; Уср - средний ущерб [ 13 ].

При выборе схемы внешнего электроснабжения промышленного предприятия на основе технико-экономических расчетов определяют сечения проводов и жил кабелей питающих линий и рациональное напряжение, параметры основного силового оборудования (силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей блока ОД, КЗ и т.д.), причем в ТЭР участвует только изменяющаяся по вариантам часть схемы электроснабжения.

Приведенные годовые затраты по различным схемам будут в основном определяться капитальными затратами К и стоимостью потерь электроэнергии, затраты связанные с эксплуатацией различных сравниваемых схем можно принимать одинаковыми и при вычислении З можно не учитывать. Стоимость потерь электрической энергии определяется по различным методикам, границы применения этих методик - граница балансового раздела электрических сетей предприятия и энергосистемы (ГБР).

В сетях энергосистемы удельная стоимость потерь активной мощности определяется

 С0 =  (kм+), (5.5)

где  -удельные затраты, обусловленные расширением электростанций системы для покрытия потерь активной мощности, руб/кВт;  - удельные затраты на выработку электроэнергии и на расширение топливной базы ( себестоимость электроэнергии на шинах электростанций), руб/(кВтч); kм= Рэ/Рм - отношение потерь активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к наибольшим потерям активной мощности; - коэффициент, учитывающий затраты на расширение электрических сетей, обусловленное передачей мощности для покрытия потерь активной мощности.

Таблица 5.5

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Р а й о н | , руб/кВт | , коп/(кВтч) |
| Районы ЕЭС - ОЭС Центра, Поволжья, Юга, Закавказья, Северного Кавказа, Северо-Запада, Урала | 24,5 | 0,88 |
| Восточные районы - ОЭС Средней Азии, Дальнего Востока, Северного Казахстана, Забайкалья | 13,0 | 0,71 |
| Районы ОЭС Сибири | 7,5 | 0,61 |

Значение поправочного коэффициента

 =1+0,02W (5.6)

где W - потери электроэнергии, передаваемой по сетям от электростанции системы к проектируемому объекту, %.

Средние значения W по данным Энергосетьпроекта приведены в табл. 5.6.

Таблица 5.6

|  |  |
| --- | --- |
| Характеристика сети | Значение потерь электроэнергии, % ,принапряжениях, кВ |
|  | 220-330 | 110-150 | 35 | 6 -10 |
| Сети общего пользования | 2,5 | 1,5 | 1,0 | - |
| Сельские сети | - | - | 4,0 | 5,7 |
| Городские сети | - | - | - | 3,5 |

Для промышленных сетей 6 - 10 кВ W может быть принята равной 2 - 3% (при отсутствии фактических данных о потерях)

Полная стоимость потерь электроэнергии

 Сп = С0Рм (5.7)

где Рм - наибольшие потери активной мощности, кВт.

При точных расчетах необходимо выделить потери холостого хода трансформаторов, синхронных компенсаторов и других длительно остающихся включенными электроустановок, для которых стоимость потерь выше в отношении Тв/ (Тв - часы включения установки).

В сетях промышленных предприятий стоимость потерь электроэнергии определяется по действующим тарифам на электроэнергию для той энергосистемы, от которой предусматривается питание этого предприятия.

Стоимость потерь по двухставочному тарифу на электроэнергию, руб/(кВтч),

  (5.8)

где а’ - основная ставка тарифа за каждый киловатт максимума активной нагрузки в год, руб/год; ‘ - стоимость киловатт-часа, руб/(кВтч); Тм - число часов использования максимума активной нагрузки.

**Пример 5.2.** Определить удельную стоимость потерь активной мощности для района ЕЭС ОЭС Центра при полном совпадении потерь активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы (kм=1). Число часов потерь  = 5500 ч в год,  = 1,05.

Р е ш е н и е. По табл. 5.5  = 24,5 руб/кВт,  = 0,8810-2 руб/(кВтч).

По уравнению (5.5) находим:

 С0=1,05(24,5+0,8810-25500) = 76,5 руб/(кВтгод).

**Пример 5.3.** Условия те же, что в примере 5.2, но коэффициент kм=0,6. Определить удельную стоимость потерь активной мощности.

Р е ш е н и е. Удельная стоимость по уравнению (5.5)

 С0=1,05(24,50,6+48,4)=66,3 руб/(кВтгод),

т.е. на 13 % ниже, чем при kм = 1.

**Пример 5.4.** Определить стоимость потерь по тарифу для промпредприятия, питающегося от Горьковской энергосистемы. Годовое время работы предприятия Тг = 8000 ч, время использования максимума активной нагрузки Тм = 5000 ч. Потери активной электроэнергии равны 30 кВт.

Р е ш е н и е. Для Горьковской энергосистемы ‘=43,1 руб/(кВтгод), ‘= 0,77 коп/(кВтч).

Удельная стоимость электроэнергии по тарифу

  руб/(кВтч).

Стоимость 1 кВт потерь за год

  руб/(кВтгод).

Общая стоимость потерь электроэнергии

 Сэ= 3013010-3=3,9 тыс. руб/год.

***5.5. Выбор сечения ВЛ питающих промпредприятий***

Для связи предприятий с энергоснабжающей организацией на повышенных напряжениях 35-110-220 кВ и т.д. используются в основном воздушные линии электропередач (ЛЭП), которые могут быть одно- и двухцепными, что определяется требованиями к бесперебойности электроснабжений предприятия.

Сечение проводов ЛЭП, согласно ПУЭ, выбираются:

1. По экономической плотности тока

 , (5.9)

где Iн - расчетный ток одной линии в нормальном режиме;

jэк - экономическая плотность тока, выбирается по табл.5.5.

Полученное сечение округляется до ближайшего меньшего значения, а затем проверяется.

2. По нагреву током Iн нормального режима

 Iдоп.  Iн (5.10)

где Iдоп допустимый ПУЭ ток для данного сечения.

3. По нагреву током послеаварийного режима Iм ав. с учетом перегрузочной способности линии

 Кпер.Iдоп.  Iн ав. (5.11)

где Кпер. - допустимая перегрузка проводов, которая допускается на 30-35% (Кпер.=1,31,35),

 Iм ав. - определяется в соответствии с режимом работы электрических сетей. Обычно при питании ГПП по двум линиям Iн ав. = 2 Iн.

4. По условиям механической прочности. По ПУЭ для ЛЭП выше 1 кВ могут применяться алюминиевые провода сечением не менее 35 мм2, сталеалюминиевые и стальные - не менее 25 мм2. На пересечениях связи железнодорожными линиями, водными пространствами, наземными трубопроводами сечение алюминиевых проводов должно быть не менее 70 мм2.

5. На отсутствие короны (только для U>35 кВ).

6. На действие токов КЗ.

Согласно ПУЭ, провода воздушных линий электропередач по режиму КЗ не проверяются кроме следующих случаев: а) ударный ток КЗ более 50 кА; б) воздушная линия оборудована устройствами АПВ.

7. На потерю напряжения от тока в нормальном и послеаварийном режимах. Обычно считают допустимым принимать U=5-7% в нормальном режиме при отсутствии специальных средств регулирования и 12 - 14% - в послеаварийном, у конкретного потребителя или узла.

Напряжение нагрузки на конце линии с учетом поперечной составляющей равно:

 (5.12)

 U= U1- U2 или 

где Р1 - передаваемая по линии мощность с учетом нормального и

аварийного режимов;

R1 и Q1 - активное и реактивное сопротивление воздушной линии;

U1 - напряжение в начале линии.

Окончательно принимается в дальнейших расчетах наибольшее значение сечения по пунктам 1-7.

***5.6. Выбор сечения кабельных линий на напряжение выше 1 кВ***

Выбор сечения КЛ необходимо начать с выбора марки силового кабеля и способа его прокладки, используя данные приложения к методическим указаниям. Прокладка кабеля на территории предприятия и вне его осуществляется в земле (траншее) или по инженерным сооружениям, в которых кабельные линии не соприкасаются с землей (эстакады, галереи, туннели и т.д.). Выбор сечения КЛ и ВЛ имеют ряд общих позиций, но имеются и различия в выборе сечений. Сечение КЛ выбирается по следующим пунктам:

1. По экономической плотности тока

 ,

где j2 - экономическая плотность тока (табл.5.5).

По экономической плотности тока не выбираются линии, идущие к единичным потребителям (двигателям, печам, преобразовательным установкам ( цеховые ТП не являются единичными потребителями), временные сети, строительные сети и т.д., более подробно в ПУЭ. Полученное сечение F округляется до ближайшего меньшего стандартного значения.

2. По нагреву током Iн нормального режима

 КпрIдоп.Iн,

где Кпр- коэффициент прокладки, учитывающий количество кабелей, проложенных в одной траншее.

Таблица 5.6

|  |  |
| --- | --- |
| Расстояние между | Коэффициент прокладки при количестве кабелей |
| кабелями, мм | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 100 | 1,00 | 0,90 | 0,85 | 0,80 | 0,78 | 0,75 |
| 200 | 1,0 | 0,92 | 0,87 | 0,84 | 0,82 | 0,81 |
| 300 | 1,0 | 0,93 | 0,90 | 0,87 | 0,86 | 0,85 |

Если кабель прокладывается в воздухе, то Кпр=1.

3. По нагреву током послеаварийного режима Iм.ав. с учетом перегрузочной способности КЛ

 КпрКпер Iм ав (5.13)

где Кпер - коэффициент перегрузки КЛ, на период ликвидации послеаварийного режима для кабелей до 10 кВ с бумажной изоляцией допускаются перегрузки в течении 5 суток в пределах таблиц указанных в ПУЭ на стадии начального проектирования допускается принимать 30% перегрузку КЛ (Кпер=1,3);

Iм.ав. - максимально возможное значение тока по КЛ в послеаварийном режиме, величина Iм.ав. в основном определяется конфигурацией электрических сетей, возможной загрузкой силового оборудования, категорией по надежности потребителей электрической энергии.

Для однотрансформаторных подстанций и потребителей, которые получают питание по одной линии послеаварийный режим не рассматривается. Для двухтрансформаторных подстанций ГПП и ЦТП предельное значение Iм.ав. будет определяться пропускной способностью силового трансформатора с учетом его возможной перегрузки в послеаварийном режиме Iм.ав. = 1,4 Iн тр. (номинальный ток трансформатора). Iм.ав. можно уменьшить за счет отключения потребителей третьей и частично второй категорий, что решается отдельно для каждой конкретной ситуации. Для высоковольтного распределительного пункта РП Iн ав. для кабельной линии будет равен Iн РП, т.е.

 Iм. ав.= Iм РП (5.14).

Значение Iн ав. в магистральных схемах будет определяться числом магистралей, числом ЦТП в магистрали и соотношением потребителей третьей и второй категорий. Для простой магистральной схемы с односторонним питанием значение Iм. ав. не рассматривается. Магистральная схема с двухсторонним питанием, имеющая границу токораздела Р будет иметь Iм ав. равным сумме номинальных токов IнРП трансформаторов в начале линии, с последующим уменьшением к центру Р на значение Iн тр.. Так, например, при числе трансформаторов в магистрале L и Р находящемся в середине линии Ip для участка вначале линии по принципу “равноупорности” будет равен Ip= 2Iнтр, для второго участка Iр = Iнтр. В послеаварийном режиме, когда Р замкнется и питание будет осуществляться с одной стороны. Iав первого участка будет равен Iм. ав. =4Iн тр., для второго участка Iм ав. =3 Iн тр и т.д.

Двухлучевые магистральные схемы, как правило имеют питание с одной стороны, поэтому в нормальном режиме двухлучевая схема рассматривается как простая магистральная схема Iм  =Iн тр., т.е. сумме номинальных токов трансформаторов в одной магистрале. В послеаварийном режиме, когда в работе остается одна из магистралей, а секционные выключатели ЦТН на стороне 0,4 кВ замыкаются Iн ав. определяется числом оставшихся в работе силовых трансформаторов и их перегрузочной способностью. Предельное значение Iм ав. =(Iн тр)1,4. Если есть возможность отключения потребителей 3 и частично 2 категорий, то значение Iм.ав. можно уменьшить.

4. На термическую устойчивость к токам КЭ.

Кабельные линии как внешнего так и внутреннего электроснабжения обязательно проверяются на термическое действие токов КЗ (ПУЭ).

  (5.15)

где Вк -тепловой импульс тока КЗ, кА2с, для систем неизменного напряжения при времени действия тока КЗ (tкз расч.) и большой постоянной времени затухания апериодической составляющей Та равен

 Вк=I2по(tкз расч.+Та) (5.16)

где Iпо - начальное значение периодической составляющей тока КЗ, А. Значение Gт определяется по табл. 5.7. Та постоянная времени Та=Х/rz. Х и rz суммарное значение реактивного и активного сопротивления до точки КЗ.  - круговая частота, равная 314 с-1.

Провода и кабели на термическую стойкость проверяются по току трехфазного КЗ в начале линии. Расчетная длительность КЗ принимается различной в зависимости от назначения расчета. При проверке проводников и аппаратов на термическую стойкость она, согласно ПУЭ, принимается равной сумме времени действия основной защиты (tрз осн.) и времени отключения выключателя соответствующей цепи (tв откл.) ближнего к месту КЗ,

 tкз расч.=tоткл = tрз осн. + tв откл. (5.17)

Таблица 5.7

|  |  |
| --- | --- |
| Виды проводников | Значение Gт А.С-2/мм2 |
| Шины медные | 171 |
| Шины алюминиевые | 88 |
| Шины стальные доп=4000С | 70 |
| Шины стальные доп=4000С | 60 |
| Кабели до 10 кВ с медными жилами | 141 |
| с алюминиевыми жилами | 85 |
| Кабели 20-35 кВ с медными жилами | 110 |
| с алюминиевыми жилами | 70 |

Для защит действующих без выдержки времени, в зависимости от типов реле и выключателей, время отключения составляет

tкз расч.= tрз + tв = (0,02-0,04)+(0,04-0,2)=0,06-0,24 с.

Значение tкз расч. будет изменяться, если в защищаемых линиях будет применяться защита с выдержкой времени. Двухступенчатая токовая защита предусматривает, что первая ступень защиты (ближе к потребителю) выполняется в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени (ПУЭ). Выдержку времени защиты подбирают по ступенчатому принципу, исходя из того, что каждая последующая защита по направлению к источнику питания должна иметь выдержку времени, превышающую выдержку времени предшествуюшей защиты на ступень t. Минимальная ступень t у максимальных токовых защит с независимой выдержкой времени 0,34 - 0,6 с, а у защит с зависимой выдержкой времени 0,44 - 0,7 с. Практически t = 0,5 - 0,7 с. Учитывая наличие защит с выдержкой времени, значение tкз расч. необходимо приводить в соответствии с местом установки защиты, т.е. tк расч=t’кз расч + t. Полученное значение сечения Fт округляют до ближайшего меньшего значения.

Если кабельные линии или проводники защищаются от токов КЗ токоограничивающими предохранителями, то на термическую устойчивость КЛ и проводники не проверяются.

5. На потерю напряжения (аналогично пункту 7 - 5.5)

Если длина КЛ или проводников менее 400 метров в сетях выше 1 кВ, то проверку на потерю напряжения можно не производить.

В курсовом проекте подробно приводится пример выбора марки и сечения одного кабеля, а остальные расчеты сводятся в табл. 5.8.

***5.7. Применение токопроводов в электрических сетях***

***промышленных*** ***предприятий***

В сетях 6-35 кВ промышленных предприятий распространение получила система канализации электроэнергии токопроводами. Фазы токопроводов образованы из пакетов жестких шин или пучков гибких проводов, несущих большие потоки мощности на сравнительно небольшие расстояния. На напряжения 6-35 кВ используют открытые токопроводы следующих исполнений:

- с жесткими шинами, закрепленными на опорных изоляторах с расположением фаз в вертикальной плоскости (рис. 5.8, а);

- с жесткими шинами, закрепленными на опорных или подвесных изоляторах с симметричным расположением фаз по вершинам равностороннего треугольника (рис.5. г, б );

- гибкие на подвесных изоляторах (рис.5. г, в).

Рис.5.8. Размещение токопроводов.

Токопроводы с вертикальным расположением фаз прокладывают в закрытых галереях или туннелях. Такие токопроводы характеризуются большими потерями в поддерживающих и ограничивающих конструкциях и значительной стоимостью.

Симметричный токопровод с жесткими шинами применяют как для прокладки на открытом воздухе, так и в закрытой галерее или туннеле. Это исполнение отличается от исполнений с вертикальным или горизонтальным расположением фаз меньшими потерями электроэнергии в расположенных вблизи стальных конструкциях и элементах.

Токоведущие жесткие шины симметричных подвесных токопроводов крепят опорными изоляторами к общей стальной конструкции, подвешенной к опоре. Тип изолятора зависит от напряжения токопровода, ударного тока КЗ и условий прокладки. При прокладке на открытом воздухе и напряжениях 35 и 10 кВ, а также 6 кВ при загрязненной атмосфере обычно применяют изоляторы ИШД-35 и ШТ-35 ( или заменяющие их изоляторы ОНШ-35-2000 и ОНШ-35-1000), а при напряжении 6 кВ и отсутствии загрязнения - изоляторы ИШД-10 (ОНШ-10-1000). В закрытом помещении при напряжениях 10 и 6 кВ применяют изоляторы ОМЕ-20 и ОМД-10 (ИО-20-3000 и ИО-10-2000).

Гибкие токопроводы выполняют из нескольких неизолированных проводов (пучок), закрепленных равномерно по периметру кольца и подвешенных к опоре на подвесных изоляторах. Они имеют малые потери электроэнергии и устойчивы к большим токам КЗ. В качестве проводникового материала для жестких шин токопроводов применяют алюминий и его сплавы - АД31Т1 и АД 31Т. Наиболее распространены при токах 1,5 - 2 кА шины прямоугольного профиля; при больших токах - шины, имеющие профиль “двойное Т”, “труба круглая” и коробчатое сечение из двух “корытных профилей” (рис. 5.9)

Рис. 5.9. Профильные шины:

а - коробчатого сечения из двух корытных профилей; б - профиль “двойное Т”; в - “труба круглая”.

Пакет из двух шин корытного профиля обладает большой механической прочностью, хорошо охлаждается и имеет малый коэффициент добавочных потерь, характеризующий неравномерность распределения переменного тока по сечению проводника.

Шины с профилем “двойное Т” обладают также большой механической прочностью. Его применение позволяет значительно сократить объем работ по изготовлению и монтажу токопровода, так как значительно сокращается объем сварочных работ.

Шины с профилем “труба круглая” имеют наилучшее потокораспределение по сравнению с другими названными профилями. Это компенсирует худшие условия охлаждения шины. Трубы также удобны при изготовлении и монтаже токопровода. Основные технические данные по рассмотренным токопроводам приведены в табл. 5.9, а составляющие капитальных затрат на сооружение жестких симметричных токопроводов - в табл. 5.10.

 Таблица 5.9.

***Основные технические данные токопроводов***

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Профильтокопровода |  |  | Индуктивное сопротивлениесимметричного токопровода,Омкм | ЭлектрическоесопротивлениеR0, Омкм |  |
|  |  |  | На открытом воздухе сизолято-рами ИШД-35 | в помещениис изо-лято-рамиОМЕ-20 | с подве-снымиизоляторами НС-2 | изалю-миния | изалю-мини-евогоспла-ваАДЗ1Т1 |  |
| Труба круглая100х5140х10210х10250х10 | 1500408062007500 | 2280418062007520 | 0,1880,1710,1480,139 | 0,170,1580,1350,125 | 0,1820,1640,1420,133 | 0,0190,0070,0050,004 | 0,0220,0080,0050,004 | 34124300435 |
| Корытный профиль2(100х45х6)2(125х55х6,5)2(150х65х7)2(175х80х8) | 2020274033704880 | 3500464056506430 | 0,1780,1650,1540,146 | 0,1480,1360,1260,118 | 0,1740,1610,150,142 | 0,0150,0110,0080,006 | 0,0160,0120,0090,007 | 58100167250 |
| Профиль "двойное Т"130х100х8150х120х10180х150х10200х200х10 | 3290500062008040 | 417056806550- | 0,1760,1670,1550,142 | 0,1480,140,1280,115 | 0,170,1620,15- | 0,0090,0060,0050,004 | 0,010,0060,0050,004 | 132225345- |

Таблица 5.10

***Составляющие капитальных вложений К\* на сооружение жестких симметричных токопроводов напряжением 6-10 кВ при стоимости потерь электроэнергии Спо=40 руб/(кВтгод)***

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика токопровода | Тип изолятора | Диапазонплощадисечений,мм2 | Ударныйток КЗ,кА | Значения |
|  |  |  |  | k1,руб/км | k2,(км ⋅ мм2) |
| Открытый | ИШД-35 | 2740-4880 | 60-100140180200 | 6470097800107500128900 | 14,1 |
| Закрытый | ИШД-10 | 2740-4880 | 60-80100140180200 | 168300170100177300183300188900 | 14,1 |
| Закрытый | ОМЕ-20 | 2740-4880 | 100140180200 | 173700184900195900206500 | 14,1 |

Таблица 5.8.

***Выбор кабельных линий***

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование линии | Способпроклад-ки и дли-на КЛ, м | Кол-воКЛ имарка | Расчетная нагруз-ка на один кабель, А |  Сечение КЛ, мм2 | Выбранное сечение |
|  |  |  | в нормальном режиме | в послеаварийном режиме | по экон.плотно-сти тока | по доп.нагревув норм.режиме | по доп.нагревув аварийном реж. | по терм.устойч.к КЗ | по поте-ре нап-ряжения | КЛ |
| ГПП-РП1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| РП1-ТП1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

для гибких подвесных токопроводов применяют алюминиевый провод А600 с числом проводов на фазу, равным 4, 6, 8, 10. Пропускная способность таких токопроводов соответственно 4080, 6120, 8160, 10200 А, а ударный ток КЗ может достигать 400 кА при установке необходимого числа междуфазных и фазных распорок.

Токопроводы по сравнению с линиями, выполненными из большого числа параллельно проложенных кабелей, имеют преимущества по надежности, перегрузочной способности и возможности индустриализации электромонтажных работ. Вместе с тем токопроводы характеризуются большими, чем у кабелей, индуктивными сопротивлениями и большими потерями мощности при одинаковой плотности тока. Большое индуктивное сопротивление токопровода может привести к недопустимым потерям напряжения.

Однако, если потери напряжения находятся в допустимых пределах, то повышенная индуктивность положительно сказывается на ограничении токов КЗ.

Из открытых токопроводов напряжением 6-10 кВ наилучшими показателями обладают симметричные подвесные токопроводы с жесткими шинами и гибкие токопроводы унифицированных конструкций. Эти токопроводы должны использоваться в первую очередь.

Выбор токопроводов производят:

- по допустимому нагреву максимальным расчетным током

 Iдоп  Imaxр, (5.18)

где Iдоп - длительно допустимый ток токопровода; Imaxр - максимальный расчетный ток получасового максимума нагрузки, который имеет место при выходе из строя одной из двух цепей двухцепного токопровода и переключений всей нагрузки на оставшуюся в работе цепь;

- по экономической плотности тока в нормальном рабочем режиме

 sj = Ip/Jэ (5.19)

где Ip - расчетный ток в нормальном режиме; Jэ - экономическая плотность тока в токопроводе.

Значения экономической плотности тока определяют по формулам, приведенным в табл. 5.11.

Таблица 5.11

***Экономическая плотность тока для токопроводов***

***различного профиля***

|  |  |
| --- | --- |
| Профиль | Экономическая плотность тока, А/мм2 для токопроводов из |
|  | алюминия | сплава АД31Т1 | сплава АД31Т |
| Труба "круглая" |  |  |  |
| "Корытный" |  |  |  |
| "Двойное Т" |  |  |  |

 П р и м е ч а н и е. Здесь Сn=C0Тк - стоимость 1 кВт потерь, руб/(кВтгод); Спо - стоимость 1 кВтч, руб/(кВтч); Тк - годовое число часов использования максимума потерь, ч.

 Сп,Со Тм

Выбранное сечение токопровода проверяют на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ [2, 3, 9].

Экономическую целесообразность передачи электроэнергии симметричным токопроводом по сравнению с другими способами передачи выявляют сопоставлением приведенных затрат, определяемых по (5.3). При этом потери активной мощности в одной цепи двухцепного токопровода при равномерной нагрузке фпз и равных сопротивлениях определяют из выражения, кВт

 Р=3I2pKдR010-3 (5.20)

где Кд- коэффициент добавочных потерь в шинах из алюминия или его сплавов симметричного подвесного токопровода как с опорными, так и подвесными изоляторами; для шин из двух корытных профилей Кд=1,2; для шин профиля "труба круглая" Кд=1,1; для шин профиля "двойное Т" Кд=1,4; для пакета из трех плоских шин сечением 100х10 мм при расстоянии между шинами, равном толщине полосы, Кд= 1,6; R0- сопротивление постоянному току.

Потери реактивной мощности в этом же токопроводе составят, квар,

 Q=3I2pХ10-3 (5.21)

где Х - среднее значение сопротивления фазы.

**Пример 5.5.** Для схемы электроснабжения предприятия, представленной на рис.5.10, выбрать токопровод, определить потери напряжения в токопроводе до наиболее удаленного РП и приведенные затраты на его строительство. В расчетах принять стоимость 1 кВт потерь электроэнергии в год, равную 40 руб/(кВтгод), коэффициент мощности нагрузок 0,8, ударный ток КЗ в начале токопровода 80 кА.

Р е ш е н и е. В соответствии с (5.18) принимаем к установке токопровод коробчатого сечения из двух корытных профилей сечением s = 2(100х45х6), допустимый ток токопровода выбранного сечения Iдоп = 3500 А.

Экономическая плотность тока выбранного профиля шин из сплава АД31Т1 составит (табл.5.11)

  А/мм2.

Рис. 5.10. Схема электроснабжения предприятия с применением токопроводов.

Определим сечение токопровода с учетом экономической плотности тока

  мм2.

На основании приведенных расчетов окончательно к установке принимаем токопровод сечением 2(125х55х6,5) (площадь сечения sп = 2740 мм2) с допустимым током Iдоп = 4640 А. Выбранный токопровод следует проверить при известных значениях тока КЗ на электродинамическую стойкость.

Приведенные затраты на токопровод определяем в соответствии с (5.4). При этом капитальные затраты составят

К=L(k1+2k2sп)=1,2(64700+214,12740)10-3=170,4 тыс.руб.,

где коэффициенты k1 и k2 приняты по табл.5.2; L - длина токопровода.

Ежегодные эксплуатационные расходы определяем по формуле

 Сэ = Са + Сп + Сэк,

где Са - амортизационные отчисления на реновацию и капитальный ремонт; Сп - стоимость потреь электроэнергии; Сэк - расходы на эксплуатацию, включающие в себя текущий ремонт, заработную плату и общецеховые расходы.

Учитывая, что ежегодные эксплуатационные расходы можно представить в виде

 Сэ=(Ка + Кт.р.)К + Сп,

запишем (5.6) следующим образом:

 З = (Кн + Ка + Кт.р.) К+Сп

где Кн - нормативный коэффициент эффективности, равный 0,125; Ка и Кт.р. - нормы отчислений на амортизацию и текущий ремонт; принимаем равными 2,5 и 0,5 %.

Стоимость потерь электроэнергии в токопроводе составит



З = (0,125+0,005+0,025)170,4+5,4=31,8 тыс.руб.

Потери напряжения на участках токопровода в нормальном режиме работы (при работе двух цепей токопровода) составят:

 U= Ip(KдRocos + худsin) L;

U1=1600(1,20,0120,8+0,1650,6)0,5=88,4 В;

 U2=900(1,20,0120,8+0,1650,6)0,2=19,89 B;

 U3=450(1,20,0120,8+0,1650,6)0,5=24,86 B,

где rуд.о и худ - удельное электрическое и индуктивное сопротивления токопровода, принятые по табл.5.1 для прокладки токопровода на открытом воздухе.

Суммарные потери напряжения в токопроводе до наиболее удаленного РУ составят: U=U1+U2+U3=88,4+19,89+24,86=133,15 B.

Напряжение на вводах наиболее удаленного РП в нормальном режиме составит: U3=10500-3133,15=10269,65 В.

В аварийном режиме - при питании всей нагрузки через один токопровод - потери напряжения в токопроводе удваиваются и напряжение на вводе РПЗ составит U'3=10500-23133,15=10039,3 В.

**6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ВЫШЕ 1 Кв**

**И ПРОВЕРКА НА ТЕРМИЧЕСКУЮ И ДИНАМИЧЕСКУЮ**

**УСТОЙЧИВОСТЬ**

Выбираемые по условиям нормального режима коммутационные аппараты, токоведущие части, изоляторы схем электроснабжения для повышения надежности должны проверяться на динамическую и термическую устойчивость от действия токов короткого замыкания, которые могут возникнуть в аварийных ситуациях.

В курсовом проекте проверку следует проводить по значениям токов трехфазного КЗ, расчет токов КЗ производить по методике, изложенной в [2,9].

Расчет токов КЗ следует начинать с составления расчетной схемы, исходя из нормального режима работы рассматриваемой схемы электроснабжения не считаясь с кратковременными видоизменениями схемы. На расчетной схеме надо указать основные параметры оборудования, которые потребуются для дальнейшего расчета (номинальные мощности и напряжения короткого замыкания трансформаторов, длины и сечения линий, их удельные реактивные и активные сопротивления и т.д.). Точки расчета КЗ должны быть намечены на всех напряжениях схемы в местах наибольших значений токов: на первичной стороне трансформаторов ГПП, на сборных шинах 6-10 кВ ГПП, на шинах распределительных устройств при наличии подпитки от ближайших высоковольтных электродвигателей, на первичной и вторичной стороне наиболее мощных цеховых трансформаторов, подключенных короткой линией.

Значение токов КЗ на шинах напряжением 6-10 кВ подстанций, как правило, должно быть ограничено величиной, позволяющей применять КРУ серийного промышленного производства.

Возможность применения токоограничивающих устройств и выбор их параметров должны определяться с учетом двух факторов:

- обеспечение применения легких электрических аппаратов и проводников возможно меньших сечений;

- ограничение отклонений и колебаний напряжения при резкопеременных нагрузках.

В необходимых случаях расчетная величина тока КЗ должна определяться технико-экономическим расчетом по минимуму приведенных затрат.

Если необходимо ограничение токов КЗ в сети 6-10 кВ, то предусматриваются мероприятия в такой последовательности:

- применение трансформаторов с расщепленными обмотками на ГПП;

- применение реакторов в цепях вводов 6-10 кВ главных трансформаторов;

- реактирование линий 6-10 кВ, причем разрешается подключать к одной ячейке "выключатель" - реактор сдвоенный по 4 линиям.

При расчете токов КЗ сопротивление системы можно оценить следующим образом в зависимости от заданных условий:

- заданы суммарная номинальная мощность системы и расчетное результирующее сопротивление всех элементов до шин подстанций предприятия. В этом случае система учитывается как эквивалентный генератор суммарной мощности Sмс с расчетным сопротивлением Хс;

- задано начальное значение периодической слагающей тока КЗ Iпс системы на шинах подстанции. В этом случае базисное сопротивление системы

  (6.1)

- задан тип выключателя, установленного на присоединении подстанций к системе. По каталогу находят мощность отключения Sотк и приближенно принимают ее за мощность КЗ, посылаемую системой. Базисное сопротивление системы

. (6.2)

В остальном расчет токов КЗ ведется как обычно в высоковольтных сетях. При этом требуется определить:

I" - начальное значение периодической слагающей тока КЗ (начальный сверхпереходный ток КЗ);

iу - ударный ток КЗ, необходимый для проверки элементов сети на динамическую устойчивость;

Iу - наиболее действующее значение полного тока КЗ, необходимое для проверки электрических аппаратов на динамическую устойчивость;

I∞- действующее значение установившегося тока КЗ, применяемого для проверки термической устойчивости элементов сети.

Таблица 6.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | К-1 | К-2 | К-3 | К-4 |
| I" |  |  |  |  |
| iу |  |  |  |  |
| Iу |  |  |  |  |
| I |  |  |  |  |

**7. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ**

С целью обеспечения безопасности людей, по условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от грозовых и других перенапряжений в электроустановках напряжением до и выше 1 кВ должны быть сооружены заземляющие устройства и заземлены корпуса электрообрудования (ПУЭ, глава 1-7). Одно и то же заземляющее устройство на подстанции выполняет различные функции, являясь и защитным, и рабочим, и грозозащитным. Заземляющие устройства подстанции нормируются по величине сопротивления растеканию тока заземлителя. Для практического расчета рекомендуется пользоваться литературой [2, 6]. По результатам расчета в пояснительной записке приводится эскиз заземляющего устройства на плане подстанции.

**8. ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ**

Приборы учета активной энергии устанавливаются для всех потребителей, независимо от величины присоединенной мощности, для денежного расчета за полученную энергию от системы (расчетный учет). Приборы учета реактивной энергии должны быть для потребителей с присоединенной мощностью 100 кВА и более. Кроме того, на промышленных предприятиях предусматриваются приборы учета активной энергии для контроля за выполнением удельных норм расхода электроэнергии по цехам и отдельным энергоемким установкам, а также для учета расхода энергии на хозяйственные нужды и подсобные (технический учет).

Класс точности расчетных счетчиков непосредственного включения (без измерительных трансформаторов) должен быть для активной энергии не ниже 2,5 и реактивной - 3,0. Если расчетные счетчики включены через измерительные трансформаторы, то класс точности должен быть для счетчиков активной энергии не ниже 2,0 и для реактивной - 2,0 или 3,0.

Для потребителей с присоединенной мощностью 10 МВт и более рекомендуется применение счетчиков активной энергии класса 1,0 и выше.

Трансформаторы тока и напряжения для расчетного учета имеют класс 0,5.

В курсовом проекте требуется в пояснительной записке нарисовать схемы включения приборов, а в графической части на листе схемы электроснабжения изобразить места и способы присоединения приборов для расчетного и технического учета энергии, места установки вольтметров и амперметров, а также приборов контроля за состоянием исправности изоляции с указанием типов приборов и их классов. При этом рекомендуется пользоваться литературой [10].

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Правила устройства устройства электроустановок.- М.: Энергия, 1986.- 464с.
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 Т./Под общей ред. А.А. Федорова.- М.: Энергоатомиздат, 1986. - 567 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования /Под ред. Ю.Б.Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.
4. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред.Ю.Г.Барыбина .-М.: Энергоатомиздат 1990. - 576 с.
5. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат 1987. - 368 с.
6. Федоров А.А., каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий.- М.: Энергоатомиздат, 1984. - 472 с.
7. Коновалова Л.Л., Рожнова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок.- М.:Энергоатомиздат ,1989. -528 с.
8. Князевский В.А., Минкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Высш.шк., 1986. - 400 с.
9. Емцев А.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ. Учебное пособие.- Братск: БрИИ, 1996 .-107с.
10. Справочник по проектированию электроснабжения линий электропередач и сетей / Под ред.Большама Я.М. и др.- М.: Энергия, 1974.- 727 с.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. С.С.Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.:Энергоатомиздат, 1985.- 350 с.
12. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов /Под ред.В.М.Блок, - М.:Высш.шк., 1990.- 382 с.

13. Справочник по электропотреблению в промышленности /Под ред. Г.П.Минина, Ю.В. Копытова, - М.: Энергия, 1978.- 496 с.