

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ТОЛЬЯТТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

В.В.ВАХНИНА, В.Л.ГОРЯЧЕВА, Ю.В.СТЕПКИНА

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие
для курсового и дипломного
проектирования

УДК 658.26 (075.8)

В.В.Вахнина, В.Л.Горячева, Ю.В.Степкина **Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий**: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – Тольятти: ТГУ, 2004. - 90 с.

Изложены теоретические положения, последовательность выполнения курсового и дипломного проекта, основные требования к выполнению, объему и оформлению проекта; даны формулы, таблицы и схемы, а также примеры, поясняющие ход выполнения проекта.

Содержание пособия составлено в соответствии с программой теоретической дисциплины «Проектирование и оптимизация систем электроснабжения промышленных предприятий» для студентов специальности 100400 «Электроснабжение», специализации 100401 «Электроснабжение промышленных предприятий».

Рецензенты:

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий» Тольяттинского государственного университета, зав.кафедрой, кандидат технических наук, профессор В.М. Салтыков

© Тольяттинский государственный университет, 2004

Содержание

1. Введение.....	4
2. Организация курсового проектирования	5
3. Содержание и объем курсового проекта.....	6
4. Разделы курсового проекта	8
4.1. Технический паспорт предприятия	8
4.2. Введение	8
4.3. Краткая характеристика объекта проектирования	8
4.4. Определение ожидаемых электрических нагрузок промышленного предприятия	9
4.4.1. Общие положения.....	9
4.4.2. Определение приведенного числа электроприемников.....	10
4.4.3. Расчет электрических нагрузок по подробно рассчитываемому цеху	11
4.4.4. Расчет электрических нагрузок по предприятию	15
4.4.5. Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	16
4.5. Выбор числа, мощности и типа цеховых трансформаторных подстанций предприятия с учетом компенсации реактивной мощности	19
4.6. Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции	22
4.7. Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий.....	24
4.7.1. Выбор напряжения распределительной сети предприятия	24
4.7.2. Выбор схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	25
4.7.3. Выбор схемы внутрицехового электроснабжения предприятия.....	25
4.7.4. Конструктивное исполнение электрической сети	26
4.7.5. Расчет питающих линий.....	27
4.8. Расчет токов короткого замыкания.....	29
4.8.1. Общие положения и допущения	29
4.8.2. Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1 кВ.....	29
4.8.3. Особенности расчетов токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ	38
4.8.3.1. Аналитические методы расчетов токов КЗ	41
4.8.3.2. Дуговые короткие замыкания	42
4.8.3.3. Расчеты дуговых КЗ с помощью снижающего коэффициента K_C	42
4.9. Выбор электрооборудования системы электроснабжения.....	47
4.10. Релейная защита и автоматика	48
Литература	56
Приложения	58

1. Введение

Рационально спроектированная система электроснабжения промышленного предприятия должна удовлетворять ряду требований: высокой надежности и экономичности, безопасности и удобству эксплуатации, обеспечивать требуемое качество электроэнергии, соответствующие уровни напряжения и т.д. Многообразие факторов, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения предприятий разных отраслей промышленности, повышает требования к квалификации инженеров – электриков.

Учебное пособие предназначено для студентов специальности 100400 «Электроснабжение» всех форм обучения (очной и заочной) и написано в соответствии с государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования и утвержденным Минобразования РФ примерным учебным планом по указанной специальности.

Курсовой проект по проектированию и оптимизации систем электроснабжения промышленных предприятий является итоговым этапом изучения целого ряда общепрофессиональных и специальных дисциплин. При курсовом и дипломном проектировании студенту приходится самостоятельно ставить и решать вопросы, не имеющие однозначного ответа. Проектирование по профилирующей дисциплине систематизирует и углубляет знания студентов, дает им определенные практические навыки и подготавливает студента к выпускной работе – дипломному проекту.

2. Организация курсового проектирования

Перед началом работы над курсовым проектом руководителем выдается задание на проектирование и календарный график работы. Во время работы над проектом студенты обязаны регулярно посещать консультации. На консультациях руководитель просматривает выполненные разделы проекта и подтверждает или корректирует принимаемые технические решения. Студент полностью отвечает за принятые в проекте решения, правильность расчетов и грамотное изложение текста пояснительной записки.

Законченный проект, подписанный студентом и руководителем, представляется на защиту. При защите студент должен четко в течение 5...7 минут дать краткую характеристику, отметить основные принятые в проекте инженерные решения, ответить на вопросы.

При выставлении оценки учитывается не только качество выполнения проекта, но и знание студентом вопросов проектирования, устройства и особенностей примененного электротехнического оборудования, вопросов монтажа, эксплуатации и техники безопасности, а также умело аргументировать принятые решения.

3. Содержание и объем курсового проекта

Исходными данными для курсового проекта служат генплан промышленного предприятия, установленные мощности по цехам (укрупненные данные) и по подробно рассчитываемому цеху, характеристики источника питания, заданные район расположения предприятия и вид грунта на его территории.

Проект должен содержать пояснительную записку объемом 50...70 страниц машинописного текста и графическую часть (два чертежа формата А1).

Пояснительная записка включает следующие разделы:

1. Технический паспорт проекта.
2. Введение.
3. Краткая характеристика объекта проектирования. Даются краткие сведения и характеристика технологического процесса, электроприемников, режим их работы, требования надежности и бесперебойности электроснабжения.
4. Определение ожидаемых электрических нагрузок. Содержатся: расчет электрических нагрузок от силовых потребителей и электрическому освещению по подробно рассчитываемому цеху и предприятию в целом с учетом требований электроснабжающей организации на присоединение и компенсацию реактивной мощности, построение графиков суточного и годового по продолжительности.
5. Выбор и обоснование места сооружения цеховых трансформаторных подстанций (ТП), распределительных пунктов (РП) и главной понизительной подстанции (ГПП). Построение картограммы электрических нагрузок на генплане предприятия. Выбор числа и мощности цеховых ТП, ГПП с учетом компенсации реактивной мощности.
6. Выбор и обоснование схемы электроснабжения. Дается технико-экономическое обоснование величины напряжения и схемы внешнего электроснабжения предприятия, величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Электрический расчет сети, выбор сечения проводов, кабелей, токопроводов (шинопроводов).
7. Расчет токов короткого замыкания.
8. Выбор электрооборудования схем внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия.
9. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения промышленного предприятия.
10. Список использованной литературы.

Графическая часть проекта выполняется на стандартных листах формата А1 и должна содержать следующие чертежи:

1. Генплан предприятия, на котором показаны ГПП или центральный распределительный пункт (ЦРП), цеховые ТП, высоковольтные РП. Нанесены трассы кабельных линий или токопроводов, соединяющих ГПП или ЦРП с ТП и РП, дана картограмма нагрузок и указаны условные обозначения, сечения и количества кабелей.
2. Схема электроснабжения предприятия с указанием типов основных электрических элементов.

В пояснительной записке должны быть указаны методы расчетов, представлены сами расчеты и описаны принятые технические решения. Текст дополняется диаграммами, схемами. Условные обозначения, масштабы, шрифты должны соответствовать требованиям действующих ГОСТов и ЕСКД.

Пояснительная записка должна содержать следующие схемы и диаграммы:

1. Генплан предприятия с указанием питающих линий между ГПП (ЦРП), РП, ТП.
2. Два рассматриваемых варианта схемы внешнего электроснабжения.

3. Упрощенную схему внутреннего электроснабжения.
4. Исходную схему для расчета токов короткого замыкания и расчетные эквивалентные схемы.
5. Схему сборных шин распределительного устройства ГПП или ЦРП.
6. Схему релейной защиты ГПП или ЦРП.

4. Разделы курсового проекта

4.1. Технический паспорт предприятия

В паспорт включаются исходные данные и основные характеристики спроектированной схемы электроснабжения промышленного предприятия:

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В с указанием типа, количества и мощности отдельных электроприемников.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения.
4. Полная расчетная мощность на шинах ГПП.
5. Коэффициенты реактивной мощности: естественный, заданный энергосистемой и расчетный.
6. Напряжение внешнего электроснабжения.
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий.
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции или электростанции энергосистемы, тип и сечение питающих линий.
9. Количество, тип и мощность трансформаторов ГПП.
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия.
11. Типы принятых ячеек распределительного устройства ГПП и высоковольтных РП предприятия.
12. Количество цеховых ТП, типы и мощности их трансформаторов.
13. Типы и сечение кабельных линий, токопроводов, шинопроводов.

4.2. Введение

Во введении должны быть отражены задачи развития энергетики России, роль системы электроснабжения на современных промышленных предприятиях, а также требования, предъявляемые к системам электроснабжения и являющиеся основой проектирования. Объем раздела не должен превышать 1...1,5 листа.

4.3. Краткая характеристика объекта проектирования

В разделе кратко описывается технологический процесс, дается характеристика режимов работы основных электроприемников, и определяются основные требования к надежности и бесперебойности электроснабжения цехов предприятия (учитывается допустимая длительность перерыва в питании и последствия более длительных периодов отключения не только по цехам, но и по отдельным приемникам). Приводится характеристика рода тока и классов напряжений основных групп электроприемников предприятия, при этом обязательно выделяются электроприемники напряжением выше 1000 В, указывается наличие однофазных приемников, приемников, требующих переменного тока пониженной или повышенной частоты или постоянного тока. Дается характеристика окружающей среды (выбросы в атмосферу пыли, газа, химически активных паров) как в производственных помещениях, так и на территории предприятия. Указывается влияние среды на выбор электрооборудования и, в частности, на его изоляцию, а также учитывается зависимость условий прокладки кабельных линий и выбираемых типов кабелей от типа грунта и видов коммуникаций на территории предприятия.

4.4. Определение ожидаемых электрических нагрузок промышленного предприятия

4.4.1. Общие положения

Определение расчетной нагрузки на различных ступенях системы электроснабжения промышленных предприятий рекомендуется проводить по методу упорядоченных диаграмм.

Расчетная активная нагрузка группы силовых трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится по средней нагрузке и коэффициенту максимума

$$P_P = K_M P_C = K_M K_{II} P_H, \quad (4.1)$$

где K_M – коэффициент максимума активной нагрузки при длительности интервала осреднения 30 минут; P_C – средняя активная нагрузка группы за наиболее загруженную смену; K_{II} – коэффициент использования; P_H – номинальная активная мощность этой группы, приведенная к ПВ = 100%.

Расчетная реактивная нагрузка группы электроприемников принимается

$$\text{при } n_{\Sigma} \leq 10 \quad Q_P = 1,1 \quad Q_C = 1,1 P_H K_{II} \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.2)$$

$$\text{при } n_{\Sigma} > 10 \quad Q_P = Q_C = P_H K_{II} \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности рассматриваемой группы электроприемников; Q_C – средняя реактивная нагрузка.

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (4.4)$$

Нахождение расчетных нагрузок по выражениям (4.1) - (4.4) возможно только при числе электроприемников $n_{\Sigma} \geq 4$, так как зависимости $K_M = f(n_{\Sigma}, K_{II})$ определены только для указанного числа электроприемников.

При приведенном числе электроприемников $n_{\Sigma} < 4$ и числе фактических электроприемников $n > 3$, а также при $n \leq 3$ рекомендуется использовать упрощенные методы расчета [3,7,8].

Информация о коэффициентах использования K_{II} и коэффициентах мощности $\cos \varphi$ как для отдельных электроприемников, так и для характерных цехов по отраслям промышленности приводится в справочниках [6,8,10]. Из-за большого многообразия наименований электроприемников и цехов не для всех можно найти справочные данные о K_{II} и $\cos \varphi$. В этом случае они принимаются равными соответствующим данным для электроприемников и цехов схожих по режиму работы.

Расчетные кривые и таблицы для определения коэффициента максимума $K_M = f(n_{\Sigma}, K_{II})$ приводятся в [3,6,8].

Выбор освещения производственных и вспомогательных помещений, выбор мощности светильников производится в соответствии с нормами проектирования искусственного освещения.

Расчет производится методом коэффициента использования светового потока или по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола.

При расчете осветительной нагрузки методом коэффициента использования [12,13] световой поток ламп в каждом светильнике, необходимый для создания заданной минимальной освещенности E_H , определяется по формуле

$$\Phi = \frac{E_H \cdot K_{ЗАП} \cdot F \cdot z}{N \eta}, \quad (4.5)$$

где $K_{ЗАП}$ - коэффициент запаса; F – площадь освещаемой поверхности; $z = E_{СР} / E_{Н}$ – коэффициент минимальной освещенности; $E_{СР}$ – средняя освещенность, N – число светильников, η - коэффициент использования светового потока источника света.

По значению Φ выбирается стандартная лампа так, чтобы световой поток отличался от расчетного значения Φ на $-10...+20\%$. При невозможности выбора источника света с таким приближением корректируется число светильников.

Коэффициент использования светового потока η является функцией индекса помещения i , который определяется по выражению

$$i = \frac{L_{Ц} B_{Ц}}{h(L_{Ц} + B_{Ц})}, \quad (4.6)$$

где $L_{Ц}$ - длина помещения; $B_{Ц}$ – ширина помещения; h – расчетная высота подвеса светильника.

Мощность освещения определяется следующим образом

$$P_{ОСВ} = K_{И} N P_{СВ}. \quad (4.7)$$

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола определяется с учетом коэффициента спроса

$$P_{ОСВ} = K_{С} P_{УО} F_{п}, \quad (4.8)$$

где $K_{С}$ - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки; $P_{УО}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха; $F_{п}$ – площадь поверхности пола цеха.

Информация о типах ламп и светильников, коэффициентах использования светового потока η , удельной осветительной нагрузке $P_{УО}$, коэффициентах спроса $K_{С}$ приводится в справочниках [12,13].

4.4.2. Определение приведенного числа электроприемников

При «ручном» расчете электрических нагрузок используются упрощенные методы определения приведенного (эффективного) числа электроприемников $n_{Э}$, но при этом обязательно должна учитываться ступень системы электроснабжения. На низшем уровне системы электроснабжения (силовые шкафы, шинопроводы, радиальные и магистральные линии) приведенное число электроприемников рекомендуется определять следующим образом [5,7,8,10]:

1. При 4 и более фактических электроприемниках в группе допускается приведенное число $n_{Э}$ считать равным фактическому при выполнении условия

$$m = \frac{P_{Н.МАКС}}{P_{Н.МИН}} \leq 3, \quad (4.9)$$

где $P_{Н.МАКС}$, $P_{Н.МИН}$ – соответственно номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего электроприемников в группе.

2. При $m > 3$ и $K_{И} \geq 0,2$ приведенное число электроприемников

$$n_{Э} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{Hi}}{P_{Н.МАКС}}. \quad (4.10)$$

Если найденное по этой формуле $n_{Э}$ оказывается больше фактического числа электроприемников n , то следует принять $n_{Э} = n$.

3. При $m > 3$ и $K_{И} < 0,2$ приведенное число электроприемников определяется согласно [10]

$$n_{\text{Э}} \approx 0,95 \frac{P_H^2}{\frac{P_{H1}^2}{n_1} + \frac{(P_H - P_{H1})^2}{n - n_1}}, \quad (4.11)$$

где P_H – номинальная мощность электроприемников всей группы; n_1 – число наибольших электроприемников в группе, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего электроприемника; P_{H1} – номинальная мощность n_1 наибольших электроприемников группы.

На более высоких уровнях системы электроснабжения (участок, цех, производство, предприятие в целом) может быть использована формула

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^m n_{\text{Э}i} P_{H,\text{Э}i} \right)^2}{\sum n_{\text{Э}i} P_{H,\text{Э}i}^2}, \quad (4.12)$$

где $n_{\text{Э}i}$ – приведенное число электроприемников, подключенных к i –му узлу системы электроснабжения; $P_{H,\text{Э}i}$ – номинальная мощность «приведенного» электроприемника, которая для i –го узла определяется из соотношения $P_{H,\text{Э}i} = P_{H,i} / n_{\text{Э}i}$; $P_{H,i}$ – суммарная мощность всей группы электроприемников i –го узла.

4.4.3. Расчет электрических нагрузок по подробно рассчитываемому цеху

Для определения расчетных (максимальных) нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения используется таблица по форме 4.1.

Порядок заполнения таблицы следующий.

Выделяются электроприемники, питающиеся от рассматриваемого узла системы электроснабжения – шинпровода, распределительного пункта, трансформатора трансформаторной подстанции. В графу 2 таблицы 4.1 записываются наименование узла нагрузки, отдельные электроприемники или группы электроприемников с одинаковыми значениями K_H и $\cos \varphi$, запитанные от данного узла нагрузки.

В графе 3 указывается количество рабочих электроприемников. Резервные электроприемники не учитываются.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование узла питания или группы электроприемников	Чис- ло ЭП <i>n</i>	Установленная мощность, приведенная к ПВ=100%		<i>m</i>	<i>K_И</i>	<i>cosφ</i> <i>tgφ</i>	Средние нагрузки		<i>n_Э</i>	<i>K_М</i>	Расчетные нагрузки			<i>I_P</i> , А
			Одного ЭП $\frac{P_{H,MAX}}{P_{H,MIN}}$ кВт	всех ЭП <i>P_H</i> , кВт				<i>P_C</i> , кВт	<i>Q_C</i> , квар			<i>P_P</i> , кВт	<i>Q_P</i> , квар	<i>S_P</i> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	ШМА 1/1														
2	ШРА 1/1-1														
1	Раздаточные печи	3	94	282		0,7	0,95/0,33	197,4	64,9						
2	Кокильные станки	6	11,1	66,6		0,21	0,9/0,484	14	6,8						
	Итого по ШРА 1/1-1	9	11,1/ 94	348,6	> 3	0,61	-/0,339	211,4	71,7	8	1,3	274,8	78,8	295,9	413
	ШРА 1/1-2														
1	Задвижки	4	8,25	33		0,7	0,8/0,75	23,1	17,3						
2	Вентильная система	1	17	17		0,7	0,8/0,75	11,9	8,9						
3	Раздаточные печи	3	50	150		0,7	0,95/0,33	105	34,5						
4	Кокильные станки	6	10/11	64		0,21	0,9/0,484	13,4	6,5						
	Итого по ШРА 1/1-2	14	8,25/ 50	264	> 3	0,58	-/0,439	153,4	67,3	11	1,25	191,8	67,3	203,3	293
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

1	ШРА 1/1-3														
1	Раздаточные печи	2	108	216		0,7	0,95/0,33	151,2	49,7						
2	Карусельный станок	2	8,5	17		0,76	1,0/-	12,9	-						
	Итого по ШРА 1/1-3	4	8,5/ 108	233	> 3	0,7	-/0,303	164,1	49,7	4	1,21	198,6	54,7	205,9	297
1	ШРА 1/1-4														
	Стержневые машины	12	19,2/ 22	245,6		0,8	0,8/0,75	196,5	147,4						
	Бегуны														
2	Тележка	1	18	18		0,7	0,8/0,75	12,6	9,5						
3	Автоматическая	1	4	4		0,55	0,75/0,88	2,2	1,9						
4	линия	1	37	37		0,55	0,75/0,88	20,4	17,9						
	Тельфер														
5	Агрегатный станок	1	2,2	2,2		0,1	0,5/1,17	0,2	0,3						
6	Вентильная	1	40	40		0,7	0,8/0,75	28,0	21,0						
7	система	1	22	22		0,7	0,8/0,75	15,4	11,6						
	Итого по ШРА 1/1-4	18	2,2/40	368,8	> 3	0,75	-/0,76	275,3	209,6	18	1,06	291,8	209,5	359,2	518
	Итого по ШМА 1/1	45	2,2/ 108	1214,4	> 3	0,66	-/0,5	804,2	398,3	23	1,1	884,6	398,3	970,1	1400
	Итого по цеху	106	0,5/ 120	2456	> 3	0,56	-/0,46	1378	634,4	41	1,08	1488	634,4	1618	2335

В графу 4 по каждой подгруппе электроприемников записываются: при одинаковой мощности электроприемников – номинальная установленная мощность в кВт одного электроприемника, а при электроприемниках различной мощности – номинальные мощности наименьшего и наибольшего. Установленные мощности должны быть приведены к ПВ = 100%.

В графе 5 приводится суммарная установленная мощность электроприемников всей подгруппы.

Графа 6 заполняется по расчетному узлу только в итоговой строке.

Графы 7 и 8. Значения коэффициентов использования $K_{И}$ и мощности $\cos\varphi$ находятся по справочникам [6,8,10].

Графа 9. Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждого электроприемника или подгруппы электроприемников определяется по формуле

$$P_C = K_{И} (\text{из графы 7}) \cdot P_{Н} (\text{из графы 5}). \quad (4.13)$$

Графа 10. Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену для них находится из выражения

$$Q_C = P_C (\text{из графы 9}) \cdot \operatorname{tg}\varphi (\text{из графы 8}). \quad (4.14)$$

После определения средних активных P_C и реактивных Q_C нагрузок по отдельным электроприемникам и подгруппам электроприемников производится расчет средних и расчетных нагрузок для группы электроприемников рассматриваемого узла нагрузки.

Итоговая строка «Итого по ШРА». В графе 3 итоговой строки суммируется общее число электроприемников данной группы. В графе 4 записываются номинальные мощности наименьшего и наибольшего электроприемников группы. В графе 5 – суммарная номинальная мощность всей группы. В графе 6 определяется отношение m и записывается в строку. Если отношение m больше 3, то в строке записывается > 3 , если меньше, то < 3 . Для заполнения граф 7 и 8 итоговой строки необходимо предварительно подвести итоги по графам 9 и 10 – просуммировать по вертикали средние P_C активные и реактивные Q_C нагрузки. По полученным данным определяется среднее значение коэффициента использования по группе (графа 7)

$$K_{Иср} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Ci} (\text{из графы 9})}{\sum_{i=1}^m P_{Hi} (\text{из графы 5})} \quad (4.15)$$

и среднее значение $\operatorname{tg}\varphi_{ср}$ (графа 8)

$$\operatorname{tg}\varphi_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Ci} (\text{из графы 10})}{\sum_{i=1}^n P_{Ci} (\text{из графы 9})} \quad (4.16)$$

По полученному значению $\operatorname{tg}\varphi_{ср}$ находится значение $\cos\varphi_{ср}$.

Графа 11. В зависимости от величины отношения m и среднего значения коэффициента использования $K_{Иср}$ определяется приведенное число электроприемников $n_{э}$ рассматриваемой группы (см. п.4.4.2).

Графа 12. Коэффициент максимума K_M находится по соответствующей кривой $K_M = f(n_{э}, K_{И})$ или таблице, при этом коэффициент $K_{И}$ берется из графы 7 итоговой строки, а число $n_{э}$ – из графы 11.

Графа 13. Расчетная активная нагрузка трехфазных электроприемников, подключенных к ШРА

$$P_P = K_M (\text{из графы 12}) \cdot P_C (\text{из графы 9}). \quad (4.17)$$

Графа 14. Расчетная реактивная нагрузка трехфазных электроприемников узла нагрузки вычисляется по одному из выражений (4.2) или (4.3).

В графы 15 и 16 записываются полная расчетная нагрузка S_P , определяемая по выражению (4.4) и расчетный ток I_P для электроприемников рассчитываемого узла нагрузки

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_H}. \quad (4.18)$$

Итоговая строка «Итого по ШМА» получается соответствующей обработкой расчетных данных итоговых строк по всем ШРА, а именно:

- суммируются номинальные мощности P_H , средние активные P_C и реактивные Q_C нагрузки;
- вычисляются средние по ШМА значения коэффициентов $K_{ИСП}$, $tg\varphi_{CP}$, $cos\varphi_{CP}$;
- определяется приведенное число электроприемников $n_{Э}$, подключенных к магистральному шинопроводу;
- находятся значения коэффициента максимума K_M как функция $K_M = f(n_{Э}, K_{И})$;
- вычисляется полная расчетная нагрузка ШМА S_P и расчетный ток I_P .

Полученные данные используются для выбора коммутационных аппаратов, питающих кабелей, шинопроводов отделения цеха предприятия.

Подобным образом рассчитываются электрические нагрузки по остальным магистральным шинопроводам, распределительным пунктам и щитам управления 0,4 кВ, а также щитам низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций ТП 6...10/0,4 кВ.

Осветительная нагрузка цеха записывается отдельной строкой.

Для определения расчетной нагрузки в целом по цеху предприятия суммируются номинальные активные мощности по всем ТП, средние активные и реактивные нагрузки и вычисляются средние для цеха значения коэффициентов $K_{ИСП}$, $tg\varphi_{CP}$, $cos\varphi_{CP}$. Далее определяются с учетом осветительной нагрузки полная расчетная мощность S_P и расчетный ток I_P цеха.

Расчетные данные P_P , Q_P , S_P , I_P используются в дальнейшем для выбора цеховых трансформаторов, а также коммутационных и защитных аппаратов и питающих линий.

Пример расчета электрических нагрузок трехфазных электроприемников по цеху приведен в табл.4.1.

4.4.4. Расчет электрических нагрузок по предприятию

В курсовом проекте этот расчет проводится по укрупненным данным.

Низковольтные и высоковольтные электроприемники рассчитываются отдельно, результаты сводятся в таблицу по форме 4.1.

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам. Так как для каждого цеха известны суммарные установленные мощности всех низковольтных электроприемников P_H , необходимо, исходя из технологических особенностей и состава электрооборудования цеха, определить по справочникам коэффициенты использования $K_{И}$ и мощности $cos\varphi$ электроприемников цеха. Для каждого цеха вычисляются средние активная P_C и реактивная Q_C нагрузки, определяется приведенное число электроприемников $n_{Э}$. Число $n_{Э}$ для большинства цехов находится в пределах от 20 до 100. Затем с использованием значений $n_{Э}$ и $K_{И}$ по кривым или таблицам находится коэффициент максимума K_M и определяются расчетные активная P_P и реактивная Q_P нагрузки.

Расчетная осветительная нагрузка $P_{ОСВ}$ вычисляется по выражениям (4.7) или (4.8). После суммирования нагрузок P_P , $P_{ОСВ}$ и Q_P , $Q_{ОСВ}$ находится полная расчетная низковольтная нагрузка цеха S_P .

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные P_H мощности, средние активные P_C и реактивные Q_C нагрузки и расчетные осветительные P_{OCB} нагрузки. Далее вычисляются коэффициенты K_H , $\cos \varphi$ и $tg \varphi$, приведенное число электроприемников $n_{Э}$ и находится коэффициент максимума K_M для электроприемников напряжением до 1000 В предприятия. Следует отметить, при приведенном числе электроприемников $n_{Э} > 200$ значение коэффициента максимума можно принять равным 1. Определяется активная P_P , реактивная Q_P и полная S_P нагрузки для низковольтных электроприемников предприятия.

Для расчета электрических нагрузок высоковольтных электроприемников необходимо по заданной в варианте их суммарной номинальной мощности подобрать конкретные синхронные и асинхронные двигатели, различного рода электротехнологические установки (электропечные трансформаторы, электролизные установки и т.д.), которые выбираются в соответствии с технологией производства предприятия. При этом возможно незначительное изменение заданной в варианте номинальной мощности с учетом мощности выбранных электроприемников.

Определение расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников производится также, как и низковольтных. Методика расчета зависит от числа электроприемников, режима их работы, соотношения номинальных мощностей отдельных электроприемников.

Расчетная реактивная нагрузка от синхронных двигателей принимается равной средней за наиболее загруженную смену, а от комплектных конденсаторных установок – номинальной мощности с пересчетом последней на фактическое напряжение сети. Реактивные нагрузки электроприемников, работающие с опережающим током, вычитаются из прочих реактивных нагрузок.

Особенности расчета нагрузок электроприемников большой мощности с резкопеременными графиками нагрузок (дуговые сталеплавильные печи, крупные сварочные установки, прокатные станы и др.) рассматриваются в специальной литературе [14,15,16].

Для высоковольтных электроприемников должна быть получена итоговая строка «Итого по высоковольтной нагрузке». Таблицу заканчивает строка «Итого по предприятию», в которой записываются суммарные данные по низковольтным и высоковольтным электроприемникам: номинальная активная мощность, средние и расчетные активные и реактивные нагрузки, полная расчетная нагрузка, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов K_H , $\cos \varphi$ и $tg \varphi$.

Пример расчета электрических нагрузок по предприятию показан в таблице 4.2.

Расчетные данные по отдельным цехам используются при выборе числа и мощности цеховых трансформаторов и затем с учетом потерь мощности в выбранных трансформаторах – для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции и расчете схемы внешнего электроснабжения предприятия.

4.4.5. Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

При проектировании системы электроснабжения на генплан предприятия наносятся все производственные цехи с картограммой нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников выше 1000 В и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}; \quad (4.19)$$

$$\alpha_{Hi} = 360 \frac{P_{PH_i}}{P_{Pi}}; \quad \alpha_{Bi} = 360 \frac{P_{PB_i}}{P_{Pi}}; \quad \alpha_{OCBi} = \frac{P_{OCBi}}{P_{Pi}}, \quad (4.20)$$

Таблица 4.2.

№ п.п.	Наименование цехов и узлов СЭСПП	P_H , кВт	$P_{H,Э}$, кВт	$n_Э$	K_H	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_M	P_P , кВт	$P_{P.O.}$, кВт	P_P+P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВт·А
	Нагрузка 0,4 кВ													
1	Аппаратный цех	2380	47,6	50	0,5	0,75/0,86	1190	1047	1,11	1321	33	1354	1047	1711
2	Штамповочный цех	3160	31,6	100	0,3	0,60/1,33	948	1260	1,09	1033	52	1085	1260	1663
3	Термический цех	3300	41,25	80	0,75	0,85/0,62	2475	1534	1	2475	53	2528	1534	2957
8	Компрессорная станция	800	80	10	0,8	0,80/0,75	640	480	1	640	23	663	480	818
14	Склад продукции	65	8,5	10	0,1	0,80/0,75	8,5	6,4	2,42	20,6	9,2	29,8	7,04	30,6
17	РМЦ	1754	29,9	58,5	0,238	0,64/1,20	416,9	503,9	1,2	500,3	-	500,3	503,9	710,2
18	Насосная станция	518	21,6	24	0,687	0,49/1,77	356,3	632,3	1	356,3	11,5	632,8	632,3	-
	Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33	-	-	33
	Итого по нагрузке 0,4кВ	39643	8,5...214	305	0,567	0,74/0,90	20887	18767	-	21652	789	22441	18768	29254
	Нагрузка 10 кВ													
8	Компрессорная станция (СТД-14-36-12)	5040	630	8	0,8	0,90/-0,48	4032	-1935	1	4032	-	4032	-1935	4472
11	Кислородная установка (АН-2)	1500	250	6	0,8	0,88/0,54	1200	648	1	1200	-	1200	648	1363
13	Сталеплавильный цех (ЭТМПК-2700/10)	7200	1800	4	0,65	0,87/0,57	4680	2667	1	4680	-	4680	1667	5387
	Итого по нагрузке 10кВ	13740	250...1800	18	0,721	0,99/0,14	9912	1380	1	9912	-	9912	1380	10008
	Итого по предприятию	53363	8,5...1800	323	0,577	0,84/0,65	30799	20147	-	31564	789	32353	20148	38113

где P_{Pi} , P_{PHi} , P_{PBi} , P_{OCBi} – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения; m – масштаб площадей картограммы нагрузок.

При выборе величины масштаба m и построении картограммы нагрузок необходимо стремиться, чтобы величина самого большого радиуса не превышала 5...10 см.

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (4.21)$$

где X_i , Y_i – координаты i -го цеха на плане предприятия.

Начало координат рекомендуется помещать в левом нижнем углу генплана предприятия. Выбор места начала осей координат на расположение центра электрических нагрузок влияния не оказывает.

Главную понизительную подстанцию следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая ее в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

При питании промышленного предприятия от центрального распределительного пункта (ЦРП) последний обязательно должен смещаться в сторону источника питания, чтобы избежать обратных перетоков мощности.

4.5. Выбор числа, мощности и типа цеховых трансформаторных подстанций предприятия с учетом компенсации реактивной мощности

Выбор трансформаторов цеховых ТП является важным этапом проектирования, существенно влияющим на основные технико-экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия. В общем случае выбор трансформаторов представляет собой достаточно сложную задачу, которая может иметь не одно, а несколько решений, из которых следует выбрать наилучшее. Основой расчетов при этом служит, как правило, технико – экономическое сравнение вариантов.

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади цеха и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха приближенной представлена в табл.4.3.

Таблица 4.3

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	< 0,05	0,05-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	> 0,3
Экономически целесообразная мощность одного трансформатора цеховой подстанции $S_{ЭТ}$, кВА	400	630	1000	1600	1600 или 2500

Здесь принято

$$\sigma = \frac{S_P}{F_{Ц}}, \quad (4.22)$$

где S_P – расчетная электрическая нагрузка цеха, $F_{Ц}$ – площадь цеха.

Величина σ рассчитывается в предположении, что электрические нагрузки распределены равномерно по площади цеха.

Следует отметить, что в общем случае мощность трансформаторов цеховых ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, также ее категории, числа типогабаритов трансформаторов на предприятии и ряда других причин.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха (или части цеха) определяется по выражению

$$N_0 = \frac{P_P}{K_3 S_{НОМ.Т}}, \quad (4.23)$$

где P_P – расчетная активная нагрузка цеха (части цеха) от низковольтных потребителей; K_3 – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы; $S_{НОМ.Т}$ – выбранная номинальная мощность цеховых ТП. K установке принимается ближайшее большее целое число N .

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения [4,7,8].

Однотрансформаторные подстанции применяют для питания потребителей 3-й и иногда 2-й и при наличии небольших до (15...20%) нагрузок 1-й категории при условии резервирования их питания по связям на вторичном напряжении между соседними подстанциями.

При питании потребителей 3-й категории коэффициент загрузки K_3 трансформаторов должен составлять 0,9...0,95. При преобладании нагрузок 2-й категории и наличии нагрузок 1-й категории и взаимном резервировании по связям вторичного напряжения коэффициент загрузки $K_3 = 0,7...0,8$.

Двухтрансформаторные подстанции применяются для питания потребителей 1 и 2-й категории. При преобладании нагрузок 1-й категории $K_3 = 0,65...0,7$. При преобладании нагрузок 2-й категории и при наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов $K_3 = 0,9...0,95$.

Трехтрансформаторные подстанции и подстанции с числом трансформаторов более 3 применяются редко (для питания потребителей особой группы 1-й категории; при большой концентрации потребителей и ограниченности свободных мест для расположения подстанций; при питании совмещенных территориально нагрузок различного характера: силовых, электросварочных и других, которые нельзя питать от общих трансформаторов и т.д.). Наибольшая загрузка трансформаторов трехтрансформаторной подстанции должна быть не более 0,93 (при питании от трех независимых источников и взаимном резервировании трансформаторов).

Если в цехе имеются в основном потребители 1 и 2-й категории, и все ТП можно принять с одинаковым числом трансформаторов (например, при равномерном распределении нагрузки и наличии свободных мест для размещения этих подстанций), то количество ТП можно определить с помощью следующего соотношения:

$$M_0 = \frac{N}{n}, \quad (4.24)$$

где n – количество трансформаторов одной подстанции.

При дробном числе M_0 необходимо принять ближайшее большее целое число M . Если электроприемники цеха относятся к 3-й категории, то число подстанций $M = N$.

Методика выбора числа и мощности трансформаторов цеховых ТП с учетом компенсации реактивной мощности, а также примеры расчетов приведены в [22].

При выполнении курсового проекта расчеты по данному разделу следует сводить в таблицу по форме 4.4.

Таблица 4.4

№ цеха	Наименование цеха	Уд.плотность нагрузки σ , кВА/м ²	Расчетная активная нагрузка P_p , кВт	Категория надежности	Принято		
					мощность тр-ров на ТП	число тр-ров на ТП	количество ТП
1	Инструментальный	0,032	323,3	2	250	2	1
2	Термический	0,050	550,7	2	400	2	1
3	Литейный	0,260	2333	2	1600	2	1
4	Насосная станция	0,075	318,4	1	250	2	1
5	Компрессорная станция	0,038	251,8	1	250	2	1
6	Электроцех	0,058	249,5	3	250	1	1
7	Склад готовой продукции	0,019	207,2	3	250	1	1
8	Сборочный	0,053	957,3	2	400	2	2
9	Токарный	0,080	1054	2	400	2	2
10	Кузнечный	0,048	732,8	2	250 400	2 2	1 1
11	Ремонтно-механический	0,080	303,1	3	400	1	1
12	Склад оборудования	0,013	129,5	3	400	1	1
13	Гараж и пожарное депо	0,034	171,6	1,3	160	1	1
14	Медпункт	0,019	126,9	3	160	1	1
15	Заводоуправление	0,011	120,6	3	160	1	1
16	Столовая	0,025	108,7	3	160	1	1
17	Центральная заводская лаборатория	0,026	278,6	2	160	2	1

Местоположение подстанций следует выбирать по возможности ближе к центрам электрических нагрузок. Однако при этом нужно учитывать расположение технологического оборудования и предусматривать установку подстанций так, чтобы они не препятствовали нормальному ходу технологического процесса.

В зависимости от места расположения ТП их разделяют на внутрицеховые, встроенные, пристроенные, отдельно стоящие и другие.

Наиболее экономичным типом в питающих сетях являются внутрицеховая трансформаторная подстанция. Располагаются такие подстанции между опорными колоннами либо около внутренних или наружных стен здания внутри цеха. В этом случае обычно используются комплектные трансформаторные подстанции. К недостаткам применяемых внутрицеховых подстанций относится то, что они занимают дефицитную площадь цеха. Поэтому их сооружение возможно не во всех цехах.

Встроенные ТП являются менее экономичными, чем внутрицеховые. Они располагаются внутри цеха в специальных помещениях обычно у наружных стен здания.

Пристроенные ТП сооружаются снаружи, у стен зданий цехов, и в конструктивном соотношении могут быть как закрытыми, так и открытыми.

Наименее экономичными как по капитальным затратам, так и по эксплуатационным расходам являются отдельно стоящие трансформаторные подстанции. Они используются для питания группы мелких, рассредоточенных цехов либо для питания электроприемников одного цеха, когда расположение подстанции в нем недопустимо по условиям пожаро-, взрывобезопасности или по другим соображениям. Применение отдельно стоящих трансформаторных подстанций должно быть обосновано технически или технико-экономическими.

При выборе ТП следует учитывать рекомендации, чтобы число типогабаритов трансформаторов на одном предприятии не превышало 3...4. Это существенно сокращает резерв и упрощает эксплуатацию трансформаторов, что особенно важно для небольших предприятий.

Следует отметить, что в практике проектных организаций выбор трансформаторов цеховых ТП осуществляется по средней нагрузке за наиболее загруженную смену [5,8]. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов, т.к., во-первых, ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением, во-вторых, не все проектируемые электроприемники включаются сразу в работу, а некоторые из них в процессе эксплуатации не разу не используются. При возрастании нагрузки трансформаторы могут быть заменены на другие, имеющие на ступень большую мощность, так как фундаменты под них предусматриваются еще на стадии проектирования. Однако при определении ожидаемых электрических нагрузок теоретически правильно выбор трансформаторов осуществлять по расчетной (максимальной) мощности. При этом пики температуры отдельных частей трансформаторов не будут превышать допустимых.

4.6. Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных или кабельных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, то есть имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую можно оценить по формуле Стилла

$$U_{РАЦ_i} = 4.34 \sqrt{L_i + 0.016P_{РП}}, \quad (4.25)$$

где L_i – длина питающей ГПП линии; $P_{РП}$ – расчетная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП.

Расчетная (максимальная) нагрузка предприятия

$$P_{РП} = P_{РН} + P_{РВ} + P_{ОСВ} + \Delta P_{ТЭ}, \quad (4.26)$$

где $P_{РН}$ - расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; $P_{РВ}$ - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия; $P_{ОСВ}$ - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение; $\Delta P_{ТЭ}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП.

Для сравнения принимаются два варианта внешнего электроснабжения соответственно с большим и меньшим напряжениями по отношению к $U_{РАЦ_i}$.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле

$$S_{P\Pi_i} = \sqrt{P_{P\Pi}^2 + Q_{ЭCi}^2}, \quad (4.27)$$

где $Q_{ЭCi}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием из энергосистемы.

В курсовом проекте $Q_{ЭCi}$ допускается рассчитывать с помощью соотношения

$$Q_{ЭCi} = P_{P\Pi} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (4.28)$$

где коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_i$ находится из табл.4.5.

При наличии одной ГПП и отсутствии электрической связи с другими источниками трансформаторы ГПП питают всю нагрузку предприятия.

Таблица 4.5

Напряжение сети, кВ	35	110...150	220 и более
$\operatorname{tg} \varphi_i$	0,23	0,28	0,37

Для потребителей 3-й или 2-й категории с резервированием по стороне низшего напряжения, как правило, выбирается однострансформаторная ГПП. Номинальная мощность трансформатора $S_{НОМ.Т}$ приближенно определяется с учетом перегрузки в нормальном режиме на 30% и допустимой перегрузки на 15% из-за неравномерности годового графика нагрузки по выражению [24]:

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{P\Pi_i} \cdot K_{ЗАП}}{1,3}, \quad (4.29)$$

где $K_{ЗАП}$ – коэффициент заполнения графика нагрузки предприятия.

Двухтрансформаторная ГПП, как правило, выбирается для потребителей 1-й и 2-й категории без резервирования по стороне низшего напряжения. Допустимая номинальная мощность каждого трансформатора $S_{НОМ.Т}$ с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме определяется по выражению:

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{P\Pi_i} \cdot K_{1-2}}{K_{ПЕР}}, \quad (4.30)$$

где K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке предприятия потребителей 1-й и 2-й категории (для ГПП принимают равным 0,75...0,85); $K_{ПЕР} = 1,4$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора.

На ГПП может быть установлено три и более трансформаторов с целью обеспечения надежного электроснабжения всех основных потребителей предприятия. Такое решение принимают:

- при наличии крупных резкопеременных и ударных нагрузок и необходимости выделения их питания (прокатные станы, дуговые электропечи, крупные сварочные производства, кузнечно-прессовые цехи и т.д.);
- при концентрированных нагрузках, когда двухтрансформаторные ГПП невозможно применить по схемным либо конструктивным соображениям;
- при явных экономических преимуществах выполнения трехтрансформаторных ГПП, обусловленных, например, упрощением схемных решений или условиями дальнейшего роста нагрузок и развития ГПП предприятия.

Подробно практические методы выбора номинальной мощности трансформаторов ГПП по суточным и годовым графикам нагрузки изложены в [7,10,24].

На крупных предприятиях может быть установлена не одна, а несколько ГПП. Такое решение определяется на основе технико-экономических расчетов и его целесообразно рассматривать, как правило, при полной расчетной нагрузке предприятия более 90...100 МВА.

Промышленные предприятия получают электрическую энергию, как правило, от районных понижающих подстанций энергосистемы или электростанций на напряжении 220, 110, 35 кВ и сравнительно редко 10 или 6 кВ. В схему внешнего электроснабжения входят главная понизительная подстанция или центральный распределительный пункт предприятия, воздушные или кабельные линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы или распределительного устройства электростанции до предприятия и коммутационные аппараты отходящих линий этой подстанции или электростанции.

При рассмотрении вариантов внешнего электроснабжения необходимо выбрать схемы на два напряжения, отвечающие требованиям надежности электроснабжения проектируемого предприятия, его технологическим особенностям и условиям окружающей среды [4,9,18]. Для каждого варианта рисуются однолинейные электрические схемы, на которых показывается коммутационная аппаратура подстанции энергосистемы или электростанции, воздушные или кабельные линии электропередач, элементы ГПП или ЦРП, а именно: открытое или закрытое распределительное устройство на стороне высшего напряжения, вводные и секционные выключатели на стороне низшего напряжения. Около каждого элемента схемы указывается его тип со всеми основными номинальными данными, а для разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, выключателей – тип привода.

Пример схем внешнего электроснабжения предприятия приведен на рис. 4.1 и 4.2.

4.7. Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий

4.7.1. Выбор напряжения распределительной сети предприятия

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели. При этом необходимо учесть следующее:

1. Согласно «Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий» для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Это решение однозначно принимается при отсутствии электроприемников на напряжение 6 кВ.
2. При установке на ГПП трансформаторов мощностью 25 кВА и более и наличии нагрузки электроприемников на напряжение 6 кВ, составляющей 40...60% общей нагрузки предприятия, наиболее экономичной является схема электроснабжения с использованием трансформаторов с расщепленными вторичными обмотками на 10 и 6 кВ и распределительной сетью на два напряжения. При меньшей доле нагрузки электроприемников на напряжение 6 кВ целесообразно принимать трансформаторы с расщепленными обмотками на напряжение 10 кВ, а электроприемники напряжением 6 кВ запитывать от групповых или индивидуальных трансформаторов, понижающих напряжение с 10 кВ до 6 кВ.
3. При установке на ГПП трансформаторов мощностью 16 МВА и менее с нерасщепленными обмотками и наличии электроприемников на напряжение 6 кВ практически во всех случаях целесообразно выбирать напряжение 6 кВ, так как иначе в общей стоимости расчетных затрат удельный вес согласующих трансформаторов 10/6 кВ будет значительным.
4. Если нагрузка электроприемников на напряжение 6 кВ превышает 60...70% общей нагрузки предприятия, то целесообразно ограничиться одним напряжением 6 кВ.

4.7.2. Выбор схемы внутреннего электроснабжения предприятия

В курсовом проекте дается только техническое обоснование схемы распределительных сетей предприятия. При этом должны удовлетворяться следующие требования при выборе схемы радиальных сетей предприятия:

1. Распределение электроэнергии на промышленном предприятии должно выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от надежности электроснабжения, территориального расположения нагрузок, величины потребляемой мощности и других характерных особенностей проектируемого предприятия.
2. Схемы следует выполнять одно- или двухступенчатыми.
3. Схема должна строиться так, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли принять на себя его нагрузку путем перераспределения ее между собой с учетом допустимой перегрузки.
4. При построении схем потребителей 1-й и 2-й категорий должно проводиться глубокое секционирование во всех звеньях схемы электроснабжения.
5. Схемы распределения электроэнергии на первой ступени от ГПП до РП 6...35 кВ принимаются следующие:
 - на крупных предприятиях при передаче в одном направлении мощности более 15...20 МВА при напряжении 6 кВ, более 25...35 МВА при напряжении 10 кВ и более 35 МВА при напряжении 35 кВ – магистральные и радиальные схемы, осуществляемые с помощью токопроводов;
 - на крупных и средних предприятиях с меньшими потоками мощности – магистральные и радиальные схемы, осуществляемые с помощью кабельных линий.
6. Магистральные схемы напряжением 6...10 кВ для питания цеховых трансформаторных подстанций должны применяться:
 - при последовательном, линейном расположении подстанций;
 - для технологически связанных агрегатов.
7. Число трансформаторов напряжением 6...10/0,4 кВ, присоединяемых к одной магистрали, следует принимать 2...3 при мощности 1000...2500 кВА и 3...4 – при меньших мощностях.
8. Радиальные схемы следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания. Одноступенчатые радиальные схемы целесообразно выполнять при питании больших сосредоточенных нагрузок (насосные, компрессорные станции, преобразовательные подстанции, электрические печи и т.д.). Двухступенчатые радиальные схемы применяют при наличии в цехах большой группы электроприемников напряжением выше 1000 В (асинхронные и синхронные двигатели, электрические печи и т.д.). Необходимость сооружения высоковольтных распределительных пунктов в цехах определяется технико-экономическими расчетами. Вопрос о сооружении высоковольтных РП следует рассматривать, как правило, при числе отходящих линий с обеих секций РП не менее 8.
9. Схемы трансформаторных подстанций напряжением 6...10/0,4 кВ должны проектироваться без сборных шин первичного напряжения.
10. Глухое присоединение цехового трансформатора должно применяться при радиальном питании за исключением случаев: питания от распределительного пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации или необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты.
11. Установка коммутационного аппарата перед цеховым трансформатором при магистральной схеме питания подстанции обязательна.

4.7.3. Выбор схемы внутрицехового электроснабжения предприятия

При выборе схемы внутрицехового электроснабжения необходимо учитывать следующие положения:

1. Радиальные схемы характеризуются тем, что от распределительного щита трансформаторной подстанции ТП, отходят линии, питающие крупные электроприемники или групповые распределительные пункты, от которых, в свою очередь, отходят самостоятельные линии, питающие мелкие электроприемники (рис.4.3).
2. Радиальные схемы применяются для питания насосных или компрессорных станций, во взрыво- или пожароопасных производствах, а также в пыльных производствах. Распределение электроэнергии в них производится радиальными линиями от распределительных пунктов, вынесенных в отдельные помещения.
3. Радиальные сети выполняются изолированными проводами и кабелями.
4. Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания, но требуют больших затрат на установку распределительных щитов, проводку кабелей и проводов.
5. Магистральные схемы в основном применяются при равномерном распределении нагрузки по площади цеха (рис.4.4).
6. Современные цеховые магистральные схемы выполняются комплектными шинопроводами (магистральными и распределительными).
7. Наиболее совершенной из магистральных схем является схема блока «трансформатор - магистраль», так в этом случае не требуется установки распределительного щита на трансформаторной подстанции.
8. Схема магистрального питания обеспечивает несколько пониженную по сравнению с радиальными схемами надежность электроснабжения, т.к. при повреждении магистрали все ее потребители теряют питание. Однако у современных комплектных магистральных шинопроводов надежность очень высока. Так же для повышения надежности электроснабжения устанавливаются перемычки между магистралями отдельных подстанций.
9. Стоимость магистральных сетей обычно ниже стоимости радиальных за счет использования меньшего количества устанавливаемой аппаратуры, меньшей стоимости монтажа питающих линий.
10. Магистральные схемы по сравнению с радиальными являются более гибкими – при перемещении технологического оборудования не требуется выполнять демонтаж сети.
11. Учитывая особенности радиальных и магистральных сетей, обычно применяют смешанные схемы цеховых электрических сетей в зависимости от характера производства, условий окружающей среды и т.д.

4.7.4. Конструктивное исполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и т.д.

Токопроводы напряжением 6...35 кВ (жесткие и гибкие) при нормальной окружающей среде прокладываются на открытых опорах, при загрязненной среде или при загруженной коммуникациями территории – в закрытых галереях, туннелях и на железобетонных кронштейнах, укрепляемых на наружной стене производственного здания.

Кабельные линии 6...35 кВ могут прокладываться в траншеях и кабельных сооружениях (блоках, каналах, туннелях, на кабельных эстакадах, кабельных галереях и т.д.).

Прокладка кабелей в траншеях наиболее простая и экономичная. Однако по ряду причин данный способ прокладки не нашел преимущественного применения на промышленных предприятиях. Он не применяется: на участках с большим количеством кабелей и там, где возможен разлив горячего металла или агрессивных жидкостей; при большой насыщенности

территории подземными и наземными коммуникациями; в местах, где возможны блуждающие токи опасных величин, и т.д.

Прокладка кабелей в каналах может быть наружной и внутренней. Железобетонные каналы могут быть подземными или полуподземными. В каналах максимальных размеров можно проложить 50 - 60 силовых кабелей. На участках, где возможно разлитие расплавленного металла, жидкостей или других веществ, имеющих высокую температуру или разрушительно действующих на оболочку кабелей, кабельные каналы применять нельзя.

Прокладка кабелей в туннелях является наиболее дорогим способом, поэтому может применяться при большом количестве кабелей (более 30 - 40), идущих в одном направлении, и при отсутствии возможностей сооружения кабельной эстакады. При прокладке кабелей в туннелях на территории промышленного предприятия должны быть предусмотрены противопожарные меры.

Прокладка кабелей на эстакадах широко применяется на тех предприятиях, где сконцентрированы большие нагрузки и при наличии в грунте химических реагентов, блуждающих токов и различной почвенной коррозии, затрудняющих прокладку кабелей другими способами.

Прокладка кабелей в блоках весьма надежна, обеспечивает хорошую защиту от механических повреждений и облегчает ремонт, но не экономична по стоимости и пропускной способности кабелей. Она применяется очень редко, когда по местным условиям недопустимы более простые и дешевые способы прокладки, а именно: в местах пересечений с железными дорогами; в условиях большой стесненности трассы; в местах, где возможны случаи разлива расплавленного металла или агрессивных жидкостей и т.д.

Типы кабелей выбираются в зависимости от принятого способа прокладки в соответствии с рекомендациями [1,9,11,17,18].

После выбора и расчета схемы внутреннего электроснабжения на формате А1 рисуется полная принципиальная схема электроснабжения предприятия. На схеме показываются все связи ГПП (ЦРП) с высоковольтными РП, цеховыми ТП и высоковольтными электроприемниками, а также связи цеховых ТП с низковольтными РП. На схеме указываются также тип и длина воздушных, кабельных линий и токопроводов, типы силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры, измерительных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, конденсаторных установок, комплектных распределительных устройств и измерительных приборов, устанавливаемых на стороне высшего и низшего напряжения главной понизительной подстанции.

На рис.4.5 приведен пример упрощенной электрической схемы внутреннего электроснабжения машиностроительного предприятия.

4.7.5. Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости токам короткого замыкания.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{P.K.} = \frac{S_{P.K.}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (4.31)$$

где $S_{P.K.}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Например, при питании однитрансформаторной цеховой подстанции – это расчетная нагрузка трансформатора подстанции, при питании двухтрансформаторной подстанции – расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, а при питании распределительного устройства 6...10 кВ – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин. Для магистральной

линии мощность $S_{P.K}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока

$$F_{\mathcal{E}} = \frac{I_{P.K.}}{j_{\mathcal{E}}}, \quad (4.32)$$

где $j_{\mathcal{E}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности T_M использования максимума нагрузки [1].

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{\mathcal{E}}$. При выборе исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды и условия прокладки [1,7,10]. Для выбранного кабеля по таблицам находится длительно допустимый ток $I_{ДОП}$ [1,6,7,10].

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I'_{ДОП} = K_{\Pi} K_t I_{ДОП} > \frac{I_{P.K.}}{n_K}, \quad (4.33)$$

где K_{Π} – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [1,6,7,10]; K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [1,6,7,10]; n_K – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Согласно ПУЭ для кабельных линий, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если длина его составляет более 10 м.

Под послеаварийном режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 1-й и 2-й категории. При этом нагрузка на линию удваивается, т.е. $I_{AB} = 2 I_{P.K.}$. Допустимая нагрузка кабеля в данном режиме

$$I'_{AB} = K_{AB} I'_{ДОП} > \frac{I_{AB}}{n_K}, \quad (4.34)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки [6,7].

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_P R_0 L + Q_P X_0 L}{n_K U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{ДОП} = 5\%, \quad (4.35)$$

где P_P , Q_P – расчетные активная и реактивная нагрузки; X_0 , R_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля [6,7,10].

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и послеаварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после чего определяется сечение кабеля по термической стойкости $F_{T.C}$ токам короткого замыкания и, если выбранное в данном разделе сечение кабеля оказывается меньше $F_{T.C}$, производится его уточнение.

Положения по расчету и выбору токопроводов напряжением 6...35 кВ приведены в справочниках [8, 11]. Экономические сечения $F_{\mathcal{E}}$ наиболее употребительных типов токопроводов могут быть определены по следующим упрощенным формулам:

для типовых жестких алюминиевых токопроводов из швеллеров

$$F = \frac{0.286}{\sqrt{m}}; \quad (4.36)$$

для токопроводов из алюминиевых труб

$$F = \frac{0.269}{\sqrt{m}}, \quad (4.37)$$

где m - стоимость 1 кВт годовых потерь, руб/(кВт год).

Экономическое число n_{Σ} алюминиевых проводов сечением 600 мм² на фазу унифицированного гибкого токопровода определяют по формуле

$$n_{\Sigma} = \frac{I_P \sqrt{m}}{3400}, \quad (4.38)$$

где I_P – расчетный ток одной цепи для нормального режима работы.

При работе токопроводов возникает несимметрия напряжения, которая для типовых токопроводов при нормальном режиме определяется по выражению

$$U = k \frac{I_P l}{U_{НОМ}} \cdot 10^{-3}, \quad (4.39)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное линейное напряжение; l - длина токопровода; k – расчетный коэффициент.

Несимметрия напряжения не должна выходить за пределы 2%, нормированных ГОСТ 13109-97. В отключенной цепи двухцепного, токопровода значительным может оказаться наведенное напряжение, которое достигает наибольшего значения при КЗ в работающей цепи. Для его ограничения при работах на отключенной цепи устанавливаются закоротки в начале и конце токопровода, а при необходимости и в промежуточных его точках с таким расчетом, чтобы наведенное напряжение не превышало 250 В, требуемых по условиям безопасности.

4.8 Расчет токов короткого замыкания

4.8.1 Общие положения и допущения

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

Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ. Однако для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение и несимметричных токов в КЗ.

В зависимости от назначения расчета токов КЗ выбирают расчетную схему сети, определяют вид КЗ, местоположения точек КЗ на схеме и сопротивления элементов схемы замещения. Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ и выше имеет ряд особенностей, которые рассматриваются ниже.

4.8.2 Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1 кВ

С целью дополнительного упрощения расчетов токов КЗ в курсовом проекте с учетом того, что мощность КЗ в энергосистеме вместе присоединения питающей понизительной подстанции менее значительно (как правило, в 20...50 раз) превышает мощность потребляемую промышленными предприятиями, допускается принимать периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы неизменной во времени:

$$I_{\kappa}^{(3)} = I_{ПО}^{(3)} = I_{П.т}^{(3)}.$$

Если на предприятии имеется собственный источник питания (обычно ТЭЦ) или питание осуществляется от источников, расположенных вблизи данного предприятия, то $I_{\Pi 0}^{(3)} \neq I_{\Pi, t}^{(3)}$ и значение периодической слагающей тока КЗ в момент времени t следует определять по расчетным кривым.

Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1 кВ имеет ряд особенностей [29]:

- активные сопротивления элементов электроснабжения при определении токов КЗ не учитывают, если выполняются условия $R_{\Sigma} < (X_{\Sigma}/3)$, где R_{Σ} и X_{Σ} - суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;
- при определении тока КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения: подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей только в ударном токе КЗ.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения и на ее основе схему замещения.

Расчет токов КЗ выполняется в именованных или относительных единицах. Если расчет выполняется в именованных единицах, то для определения тока КЗ необходимо привести все электрические величины к напряжению ступени, на которой имеет место КЗ. В практических расчетах токов КЗ обычно вместо номинальных напряжений используют средние значения напряжений.

При расчете в относительных единицах все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность $S_б$ и базисное напряжение $U_б$. За базисную мощность принимают мощность одного трансформатора ГПП или условную единицу мощности, например, 100 или 1000 МВ·А.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой имеет место КЗ. Сопротивление элементов системы электроснабжения приводят к базисным условиям в соответствии с табл. 4.6.

Для определения токов КЗ на расчетной схеме намечают характерные точки КЗ, в которых токи имеют максимальное значение. Как правило, это сборные шины ГПП, РУ, РП или начало питающих линий. Ток КЗ в рассматриваемой точке определяют из выражения

$$I_K^{(3)} = \frac{I_б}{\sum X_*}, \quad (4.40)$$

где $I_б$ – базисный ток той ступени, на которой рассматривают ток КЗ; $\sum X_*$ - суммарное приведенное индуктивное сопротивление от источника питания до точки КЗ (если учитывают активное сопротивление, то вместо $\sum X_*$ в формулу вводят $\sum Z_*$ - полное приведенное сопротивление от источника питания до точки КЗ).

Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать значение ударного тока КЗ

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{\Pi 0} K_{уд}, \quad (4.41)$$

Выражения для определения сопротивлений элементов системы электроснабжения

Элемент системы электроснабжения	Исходный параметр	Сопротивление элемента, отн. ед.
1	2	3
Генератор	$X''_{d^*,НОМ}$ $S_{НОМ.Г}, \text{ МВА}$	$X_* = X''_{d^*,НОМ} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{НОМ.Г}}$
	$X''_d, \%$ $S_{НОМ.Г}, \text{ МВА}$	$X_* = \frac{X''_d}{100} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{НОМ.Г}}$
Энергосистема	$S_{\kappa}, \text{ МВА}$	$X_* = \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\kappa}}$
	$I_{НОМ.ОТК}$	$X_* = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} I_{НОМ.ОТК} U_{\bar{6}}}$
	$X_{*С,НОМ}$ $S_{НОМ.С}, \text{ МВА}$	$X_* = X_{*С,НОМ} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{НОМ.С}}$
Реактор	$X_P, \%$ $U_{НОМ.Р}; I_{НОМ.Р}$	$X_* = \frac{X_P, \%}{100} \frac{I_{\bar{6}} U_{НОМ.Р}}{I_{НОМ.Р} U_{\bar{6}}}$
Линия электропередачи	$X_{уд}, \text{ Ом/км};$ $L, \text{ км}$	$X_* = X_{уд} L \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}$

1	2	3
Трансформатор двухобмоточный	$U_{\kappa}, \%$ $S_{НОМ.Т}, \text{ МВА}$	$X_* = \frac{U_{\kappa}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}$
Автотрансформатор и трехобмоточный трансформатор (схема замещения – звезда)	$U_{\kappa, B-C}, \%$ $U_{\kappa, B-H}, \%$ $U_{\kappa, C-H}, \%$ $S_{НОМ.Т}$ - номинальная мощность трансформатора или проходная мощность автотрансформатора, МВА	$X_{B_*} = \frac{1}{200} (U_{\kappa, B-C} + U_{\kappa, B-H} - U_{\kappa, C-H}) \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}};$ $X_{C_*} = \frac{1}{200} (U_{\kappa, B-C} + U_{\kappa, C-H} - U_{\kappa, B-H}) \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}};$ $X_{H_*} = \frac{1}{200} (U_{\kappa, B-H} + U_{\kappa, C-H} - U_{\kappa, B-C}) \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}$
Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения	$U_{\kappa, (B-H)}, \%$ $S_{НОМ.Т}, \text{ МВА}$	$X_{B_*} = \left(\frac{U_{\kappa, B-H}}{100} - 0,5 \frac{U_{\kappa, H1-H2}}{100} \right) \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}};$ $X_{1_*} = X_{2_*} = \frac{2U_{\kappa, B-H}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}$
Синхронные и асинхронные электродвигатели, компенсаторы	X''_d $S_{НОМ.Д}, \text{ МВА}$	$X_* = X''_d \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Д}}$

где $I_{Г0}$ – значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент (если рассматривать систему бесконечной мощности, то $I_{Г0} = I_{\infty}$); $K_{уд}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a – аperiodической составляющей тока КЗ; $T_a = X_K / (314R_K)$; X_K и R_K – соответственно индуктивное и активное сопротивление цепи КЗ; значения $K_{уд}$ приведены в [10]. При вычислении токов КЗ в удаленных от генератора точках ударный коэффициент определяют по кривой зависимости $K_{уд} = f(T_a)$ (рис. 4.6).

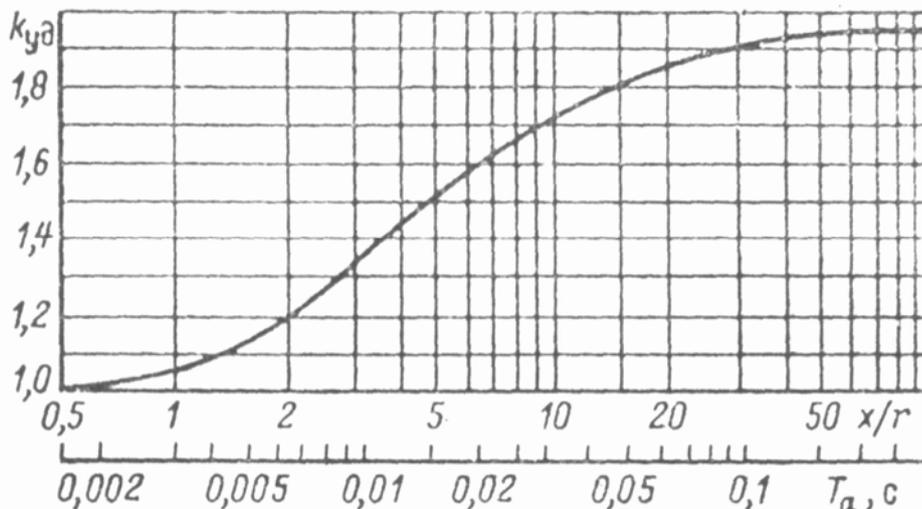


Рис. 4.6. Зависимость ударного коэффициента $K_{уд}$ от постоянной времени $T_a = X/R$

Наличие в системе электроснабжения двигателей высокого напряжения приводит к увеличению тока КЗ за счет подпитки места КЗ. Подпитку асинхронных двигателей учитывают как в ударном, так и отключаемом месте КЗ. Полное начальное значение периодической составляющей тока КЗ при этом определяют арифметическим суммированием токов КЗ от источника питания и синхронных двигателей. Сверхпереходной ток $I''_{сд}$, А, синхронного двигателя (периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени) определяют из выражения

$$I''_{сд} = \frac{E''_* I_{ном\ сд}}{X''_{*d}}, \quad (4.42)$$

где $I_{ном\ сд}$ – номинальный ток двигателя, А; X''_{*d} – приведенное сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя по продольной оси; E''_* – приведенное значение сверхпереходной ЭДС, отн. ед., в начальный момент КЗ, которое можно принимать по табл. 4.7 или определять по формуле

$$E''_* = \sqrt{\cos^2 \varphi_{ном} + (\sin \varphi_{ном} + X''_{*d})^2}, \quad (4.43)$$

где $\cos \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности в режиме перевозбуждения.

Таблица 4.7

Значения ЭДС

Источники	$E''_{(ном)}$
Синхронный компенсатор	1,2
Синхронный двигатель	1,1
Асинхронный двигатель	0,9

Ударный ток асинхронных двигателей определяют по (4.41), при этом значение $K_{уд}$ при отсутствии точных данных ориентировочно можно принимать равным 1,82 для двигателей типа СДН.

Максимальный ток подпитки от асинхронных двигателей при трехфазном КЗ на их выводах определяют по формуле

$$I_{АД} = \sqrt{2} \frac{0,9}{X_{АД}^*} I_{номАД}, \quad (4.44)$$

где $X_{АД}^*$ - расчетное индуктивное сопротивление двигателя, отн. ед. (Если принять среднее значение $X_{АД}^* = 0,2$, то в ориентировочных расчетах $I_{АД}$ равно $6,5 I_{номАД}$).

Если источником питания предприятия являются, кроме энергосистемы, генераторы, то в расчетах нельзя принимать равенство $I_{П0}^{(3)} = I_{П.г}^{(3)}$, так как это приведет к большим погрешностям. Ток КЗ в начальный момент времени складывается из тока КЗ от генераторов в момент времени $t=0$. Преобразованная схема замещения относительно точки КЗ может в общем случае иметь любое количество ветвей, что определяется количеством источников питания.

Пример. Определить ток трехфазного КЗ в точке $K1$, если питание предприятия осуществляют от системы бесконечной мощности и генераторов $\Gamma1$ и $\Gamma2$. Параметры, необходимые для расчета, приведены на рис 4.7, а.

Решение:

1. Схема замещения приведена на рис.4.7,б. За базисную мощность принята $S_б = 100$ МВА, за базисное напряжение $U_б = 115$ кВ, $U_б = 6,3$ кВ (основная ступень). Базисный ток составит

$$I_б = S_б / \sqrt{3} U_б = 100 / (1,73 \cdot 6,3) = 9,2 \text{ кА.}$$

2. Сопротивления элементов схемы замещения в базисных единицах согласно табл. 4.6.

Энергосистема

$$X_{1*} = \frac{S_б}{S_{КЗС}} = \frac{100}{4000} = 0,025.$$

Воздушная линия напряжением 110 кВ

$$X_{2*} = X_{3*} = X_{уд} l \frac{S_б}{U_б^2} = 0,4 \cdot 80 \frac{100}{115^2} = 0,24.$$

Трансформатор мощностью 16 МВА

$$X_{4*} = X_{5*} = \frac{u_k}{100} \frac{S_б}{S_{ном.т}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{16} = 0,656.$$

Реактор

$$X_{6*} = \frac{X_P, \%}{100} \frac{I_б}{I_{ном.р}} \frac{U_{ном.р}}{U_б} = \frac{4 \cdot 9,2 \cdot 6}{100 \cdot 1 \cdot 6,3} = 0,35.$$

Генератор

$$X_{7*} = X_{8*} = X_{d*}'' \frac{S_б}{S_{ном.Г}} = 0,121 \frac{100}{7,5} = 1,6.$$

Кабельная линия

$$X_{9*} = X_{уд} l \frac{S_б}{U_б^2} = 0,091 \cdot 0,5 \frac{100}{6,3^2} = 0,115$$

3. Из схемы замещения (рис. 4.7,б) видно, что сопротивления X_{4*} , X_{5*} и X_{6*} соединены между собой в треугольник. Для нахождения тока в точке $K1$ преобразуем треугольник в эквивалентную звезду. Сопротивления эквивалентной звезды X'_{4*} , X'_{5*} и X'_{6*} определяем по формулам

$$X'_{4*} = \frac{X_{4*} X_{6*}}{X_{4*} + X_{5*} + X_{6*}} = \frac{0,656 \cdot 0,35}{0,656 + 0,656 + 0,35} = 0,138;$$

$$X'_{5*} = \frac{X_{4*} X_{5*}}{X_{4*} + X_{5*} + X_{6*}} = \frac{0,656 \cdot 0,65}{0,656 + 0,656 + 0,35} = 0,26;$$

$$X'_{6*} = \frac{X_{5*} X_{6*}}{X_{4*} + X_{5*} + X_{6*}} = \frac{0,656 \cdot 0,35}{0,656 + 0,656 + 0,35} = 0,138.$$

4. Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и генераторов до нулевой точки эквивалентной звезды (рис. 6.5, в)

$$X_{\Sigma C^*} = X_{1*} + \frac{X_{2*}}{2} + X'_{5*} = 0,025 + 0,12 + 0,26 = 0,3825;$$

$$X_{\Sigma \Gamma 1^*} = X_{\Sigma \Gamma 2^*} = X_{7*} + X'_{4*} = 1,6 + 0,138 = 1,738.$$

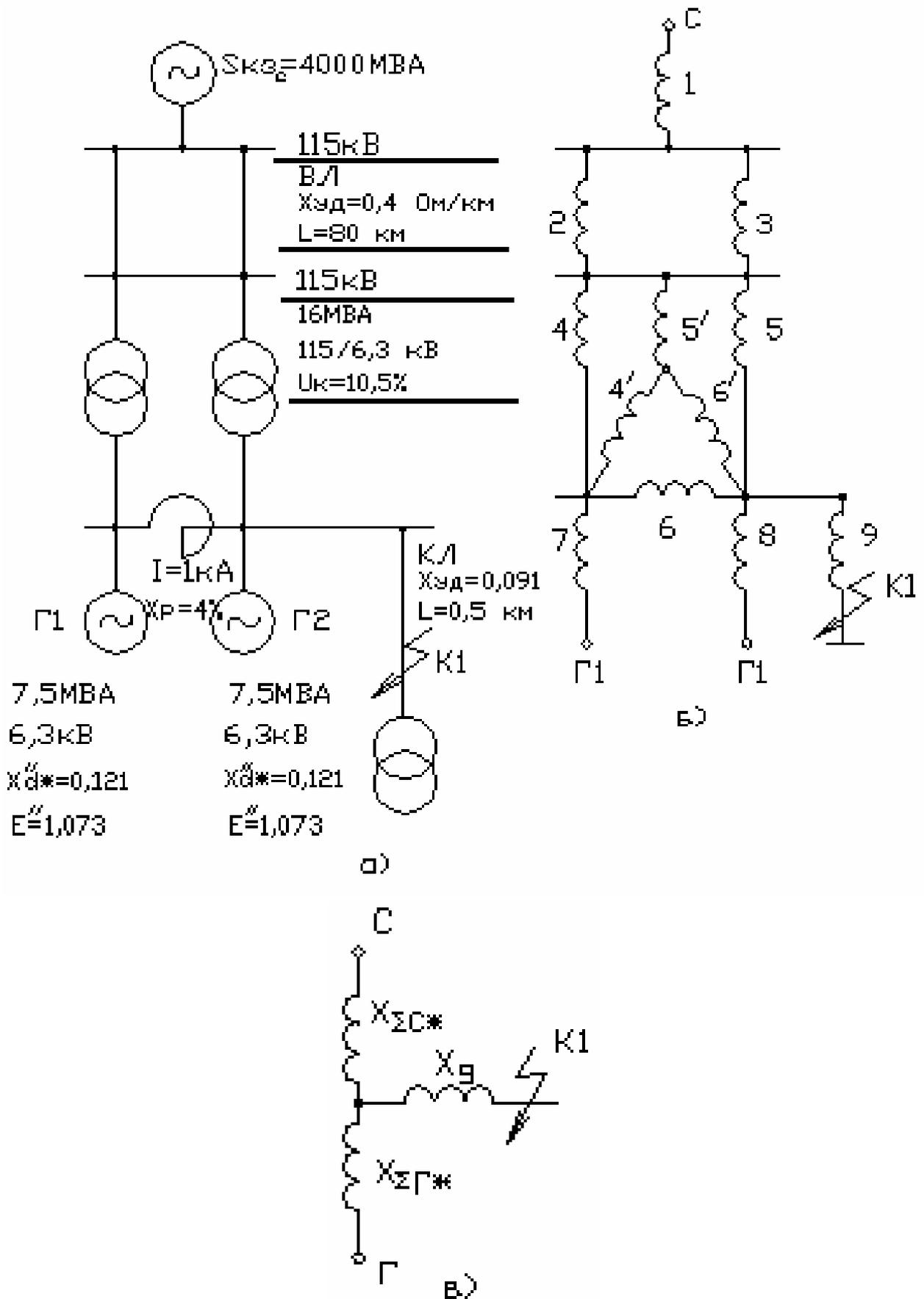


Рис. 4.7. Исходная схема (а), схема замещения (б) и свернутая схема замещения (в)

5. Так как генераторы имеют одинаковые параметры, то их можно объединить

$$X_{\Sigma \Gamma^*} = X_{\Sigma \Gamma^*} = X_{\Sigma \Gamma^*} = 1,738/2 = 0,87;$$

$$E_{\text{ЭКВ}^*} = E_{\Gamma 1^*} = E_{\Gamma 2^*} = 1,073.$$

Объединять энергосистему и генераторы нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление $X_{\text{ЭКВ}^*}$ от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки КЗ

$$X_{\text{ЭКВ}^*} = \frac{X_{\Sigma C^*} \cdot X_{\Sigma \Gamma^*}}{X_{\Sigma C^*} + X_{\Sigma \Gamma^*}} = \frac{0,38 \cdot 0,87}{0,3825 + 0,87} = 0,266;$$

$$K_{P1} = \frac{X_{\text{ЭКВ}^*}}{X_{\Sigma C^*}} = \frac{0,266}{0,38} = 0,7;$$

$$K_{P2} = \frac{X_{\text{ЭКВ}^*}}{X_{\Sigma \Gamma^*}} = \frac{0,266}{0,87} = 0,3;$$

$$X_{PE3^*} = X_{\text{ЭКВ}^*} + X_{g^*} = 0,266 + 0,115 = 0,381;$$

$$X_{PE31^*} = X_{PE3^*} / K_{P1} = 0,381 / 0,7 = 0,544;$$

$$X_{PE32^*} = X_{PE3^*} / K_{P2} = 0,381 / 0,3 = 1,27.$$

6. Определяем токи в точке KI отдельно от энергосистемы и генераторов

$$I_{K,C} = \frac{1}{X_{PE31^*}} I_{\bar{0}} = \frac{1}{0,544} 9,2 = 16,91 \text{ кА};$$

$$I_{K,\Gamma} = I_{\Pi 0 \Gamma} = \frac{E''}{X_{PE32^*}} I_{\bar{0}} = \frac{1,073}{1,27} 9,2 = 7,77 \text{ кА}.$$

Суммарный ток КЗ в точке KI равен

$$I_{K,K1} = I_{K,C} + I_{K,\Gamma} = 16,91 + 7,77 = 24,68 \text{ кА}.$$

Определение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени

При выборе коммутационной аппаратуры необходимо знать токи трехфазного КЗ для моментов времени $t > 0$. В практических расчетах рекомендуется определять периодическую составляющую тока по расчетным кривым [7,10,23,27].

Расчетные кривые представляют собой зависимость от времени периодической составляющей $I_{\Pi,t}$ тока КЗ от генератора, отнесенной к начальному току КЗ $I_{\Pi 0}$, при разных удаленностях точки КЗ, построенные для моментов времени до 0,5 с.

Метод расчетных кривых целесообразно применять в тех случаях, когда точка КЗ находится у выводов генератора. Генераторы, значительно удаленные от точки КЗ, и энергосистема в расчетах должны заменяться одним источником с неизменным напряжением на шинах. В отдельную группу следует выделять генераторы, непосредственно питающие КЗ. При этом вычисление токов по расчетным кривым выполняют отдельно для каждой ветви, образованной источником питания. Целесообразно иметь небольшое число ветвей, так как в противном случае расчеты усложняются, а точность их не повышается.

Для выбора и проверки параметров релейной защиты и автоматики в СЭСПП наряду с трехфазными токами КЗ необходимо знать токи несимметричных КЗ.

В основу расчета несимметричных КЗ положен метод симметричных составляющих [27,30], согласно которому любую несимметричную систему векторов (токов, напряжений и т.д.)

можно заменить тремя условными симметричными составляющими: прямой, обратной и нулевой последовательности.

Для определения токов и напряжений в месте КЗ составляют схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, которые преобразуют к простейшему виду и определяют суммарные сопротивления каждой последовательности $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ относительно точки КЗ.

Модуль фазного тока в аварийной фазе выражается через ток прямой последовательности

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)}, \quad (4.45)$$

где $I_{K1}^{(n)} = E_\phi / X_\Sigma^{(n)}$, n – вид КЗ; m – коэффициент пропорциональности, значения которого составляют: при трехфазном КЗ - $m^{(3)} = 1$, при двухфазном КЗ - $m^{(2)} = \sqrt{3}$, при однофазном КЗ - $m^{(1)} = 3$; E_ϕ – ЭДС источника питания; $X_\Sigma^{(n)}$ – суммарное сопротивление до точки КЗ, равное: при трехфазном КЗ - $X_\Sigma^{(3)} = X_{1\Sigma}$, при двухфазном КЗ - $X_\Sigma^{(2)} = X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}$, при однофазном КЗ - $X_\Sigma^{(1)} = X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$.

Подробно методы расчетов токов КЗ, включая и несимметричные, а также примеры расчетов, приведены в [23,27].

4.8.3 Особенности расчетов токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ

Расчеты токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ имеют ряд особенностей по сравнению с расчетами токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ. К ним относятся следующие:

- учет активных сопротивлений всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;
- учет индуктивных сопротивлений всех вышеперечисленных элементов короткозамкнутой цепи;
- учет активных сопротивлений различных контактов и контактных соединений;
- учет сопротивлений электрической дуги в месте КЗ;
- учет параметров асинхронных двигателей, если суммарный номинальный ток этих двигателей превышает 10 % начального значения периодической составляющей тока КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей.

В соответствии с ПУЭ [1] влияние асинхронных двигателей на ток КЗ не учитывается, если ток от них поступает к месту КЗ по тем же элементам, по которым протекает основной ток КЗ от сети и которые имеют значительные сопротивления. Для сети 0,4 кВ такими элементами являются трансформаторы, воздушные и кабельные линии и переходные соединения в месте КЗ. Это означает, что влияние асинхронных двигателей на ток КЗ следует учитывать, если двигатели подключены либо непосредственно к месту КЗ, либо через кабельные или воздушные линии.

Сети напряжением до 1 кВ, как правило, работают с глухим заземлением нейтралей силовых трансформаторов. Поэтому в таких сетях возможны все виды КЗ, характерные для сетей напряжением выше 110 кВ. Обычно в качестве расчетных в сетях напряжением до 1 кВ приняты трехфазные КЗ, двухфазные КЗ и однофазные КЗ.

Кроме того, наиболее частыми видами КЗ являются КЗ дуговые, т.е. перечисленные выше виды КЗ, но с учетом активного сопротивления дуги в месте КЗ.

В настоящее время существует две основные методики по расчетам токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ:

- - стандарт, разработанный международной электротехнической комиссией (МЭК), определяющий методы расчетов токов КЗ в радиальных сетях низкого напряжения;

- методика, разработанная сотрудниками Московского энергетического института под руководством доктора технических наук профессора Неклепаева Б.Н., на основе которой был выпущен ГОСТ 28249-93 «Методы расчета токов КЗ в электроустановках переменного тока до 1 кВ» [30].

В ГОСТ 28249-93 появились новые рекомендации по расчетам дуговых КЗ, определению активного сопротивления дуги R_d , по определению активных сопротивлений воздушных и кабельных линий при нагреве их токами КЗ. Поэтому методы расчетов токов КЗ, изложенные в ГОСТ 28249-93, дают более точные результаты.

Все расчеты токов КЗ для сетей напряжением до 1 кВ выполняются с использованием коэффициентов трансформации, равных отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения, которые связывают эти трансформаторы.

Параметры элементов схемы замещения приводятся к одному напряжению, принятому за базисное. Обычно за базисную принимают ступень напряжения, которую имеет наибольшее количество элементов сети и на которой находится точка КЗ. Как правило, это напряжение 0,4 кВ.

В этом случае активные и индуктивные сопротивления элементов схемы замещения будут выражены в миллиомах (МОм).

Эквивалентный источник питания. Если эквивалентная система задана значением тока трехфазного КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора, то эквивалентное сопротивление системы определяется следующими напряжениями:

$$X_{CЭ} = \frac{U_{HВН}}{\sqrt{3}I_{КВН}} \left(\frac{U_{HНН}}{U_{HВН}} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (4.46)$$

где $X_{CЭ}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление системы, приведенное к базисному напряжению, МОм; $U_{HНН}$ – среднее номинальное напряжение стороны низшего напряжения, принятое за базисное, кВ; $U_{HВН}$ – среднее номинальное напряжение стороны низшего напряжения питающего трансформатора, кВ; $I_{КВН}$ – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ от системы на стороне ВН питающего трансформатора, кА.

Трансформатор. Питающий трансформатор входит в схему замещения активным R_T и индуктивным X_T сопротивлениями, приведенными к базисному напряжению, т.е. к $U_{HНН}$.

Активное сопротивление R_T определяется по выражению:

$$R_T = \frac{P_{КЗ} U_{HНН}^2}{S_H^2} \cdot 10^6. \quad (4.47)$$

Полное сопротивление трансформатора Z_T определяется по выражению:

$$Z_T = \frac{U_K U_{HНН}^2}{S_H} \cdot 10^4. \quad (4.48)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора X_T определяют по выражению:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \quad (4.49)$$

где $P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт; $U_{HНН}$ – среднее номинальное напряжение стороны низшего напряжения, принятого за базисное, кВ; S_H – номинальная мощность трансформатора, кВА; U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Параметры трансформаторов приведены в [9,11,17].

Реактор. В схему замещения реактор вводится активным и индуктивным сопротивлениями, выраженными в МОм.

$$R_P = \frac{P_H}{I_H^2} \cdot 10^3, \quad (4.50)$$

где P_H – потери мощности в фазе реактора при номинальном токе, Вт; I_H – номинальный ток реактора, А.

Параметры реакторов, наиболее часто используемого на вводе питания сборок 0,4 кВ, приведены в [8,11,17].

Силовые кабели. Активные и индуктивные сопротивления кабелей определяются по удельным параметрам кабелей и их длине:

$$R_K = r_{уд} \cdot l, \quad (4.51)$$

$$X_K = x_{уд} \cdot l, \quad (4.52)$$

где $r_{уд}$ – удельное активное сопротивление кабеля соответствующей последовательности, мОм/м; $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление кабеля соответствующей последовательности, мОм/м; l – длина кабеля, м.

Удельные активные и индуктивные сопротивления силовых кабелей различных марок приведены в [8,11,27].

Шинопроводы. Активное и индуктивное сопротивления шинопроводов определяются также как и для кабельных линий.

Удельные активные и индуктивные сопротивления шинопроводов для пакетов шинопроводов прямоугольного и квадратного сечения приведены в [7,8].

Асинхронные двигатели. Асинхронный двигатель в схему замещения прямой (обратной) последовательностей вводится сверхпереходным индуктивным и активным сопротивлениями $X''_{АД*(НОМ)}$ и $R_{АД*(НОМ)}$, которые в практических расчетах в соответствии с ГОСТ принимаются равными следующим значениям (в о.с.):

$$X''_{АД*(НОМ)} = 0,18,$$

$$R_{АД*(НОМ)} = 0,36 X''_{АД*(НОМ)}.$$

Обычно в расчетную схему и схему замещения асинхронные двигатели данного РУ-0,4 кВ вводятся некоторым усредненным электродвигателем, номинальная мощность которого равна суммарной мощности данной группы двигателей. Для пересчета сопротивлений этого электродвигателя в именованные единицы (мОм) используется следующее выражение:

$$X''_{АД} = X''_{АД*(НОМ)} \frac{U_H^2 \cdot \cos \varphi \cdot \eta_H \cdot 10^3}{P_H}, \text{ мОм} \quad (4.53)$$

где U_H – номинальное напряжение электродвигателя, кВ; $\cos \varphi$ – усредненное значение $\cos \varphi$ электродвигателей, подключенных к шинам данного РУ-0,4 кВ; η_H – усредненное значение коэффициента полезного действия электродвигателей, подключенных к шинам данного РУ-0,4 кВ; P_H – суммарная активная мощность электродвигателей, подключенных к шинам РУ-0,4 кВ, МВт.

Эквивалентную ЭДС такого усредненного электродвигателя, как и одиночного, можно принять равной:

$$E''_d = 0,9 U_H \quad (4.54)$$

Кроме перечисленных выше элементов расчетной схемы и схему замещения входят активные и индуктивные сопротивления первичных обмоток многовитковых измерительных трансформаторов тока, активные и индуктивные сопротивления катушек расцепителей автоматических выключателей, а также активные сопротивления контактов и контактных соединений. Параметры некоторых типов вышеназванных элементов приведены в [7,8].

Контакты и контактные соединения. Активные сопротивления контактов и контактных соединений, для практических расчетов в соответствии с ГОСТ:

$r_K = 0,1$ мОм – для контактных соединений кабелей;

$r_K = 0,01$ мОм – для шинопроводов;

$r_K = 1,0$ мОм – для коммутационных аппаратов.

Активное сопротивление дуги в месте КЗ. Токоограничивающее действие дуги учитывается включением в расчетную цепь КЗ добавочного сопротивления R_D .

Ранее рекомендовалось принимать среднее значение сопротивления дуги $R_D = 15$ мОм, которое включало в себя переходные сопротивления контактов, контактных соединений и сопротивление дуги.

В последующих публикациях появились новые данные, в том числе полученные экспериментально, о характере дугового КЗ и значениях R_D .

Приближенные значения R_D в соответствии с ГОСТ для различных расчетных точек КЗ в сети 0,4 кВ и мощностей питающих трансформаторов приводятся в табл. 4.8., данные которой получены экспериментально.

4.8.3.1 Аналитические методы расчетов токов КЗ

Расчет металлических коротких замыканий, основанный на методе симметричных составляющих

Ток трехфазного металлического КЗ от питающей сети определяется по формуле:

$$I_{К.М.}^{(3)} = \frac{U_{ННН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}}, \quad (4.55)$$

где $U_{ННН}$ – среднее номинальное междуфазное напряжение, принятое за базисное (для сетей 0,4 кВ за базисное напряжение принимают напряжение 400 В); $Z_{\Sigma}^{(3)}$ – полное суммарное сопротивление цепи до точки трехфазного КЗ, которое является сопротивлением прямой последовательности и определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = Z_{1\Sigma}^{(3)} = \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}, \quad (4.56)$$

где $R_{1\Sigma}$ – суммарное активное сопротивление цепи до точки КЗ, мОм; $X_{1\Sigma}$ – суммарное индуктивное сопротивление цепи до точки КЗ, мОм.

Ударный ток трехфазного металлического КЗ от питающей сети определяется по формуле:

$$i_V = K_V \cdot \sqrt{2} \cdot I_{К.М.}^{(3)}, \quad (4.57)$$

где $\sqrt{2} \cdot I_{К.М.}^{(3)}$ – амплитудное значение периодической составляющей сверхпереходного тока трехфазного металлического КЗ, кА; K_V – ударный коэффициент.

В практических расчетах значение K_V может быть определено графически по кривой $K_V = f(X/R)$, представленной на рис.4.6.

Учет подпитки от асинхронного двигателя. Ток трехфазного КЗ от электродвигателей, подключенных непосредственно к сборным шинам 0,4 кВ, определяется в килоамперах по формуле:

$$I_{К.АД}^3 = \frac{E''_{АД}}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{АД} + R_{КАБ})^2 + (X''_{АД} + X_{КАБ})^2}}, \quad (4.58)$$

где $R_{АД}$ и $X''_{АД}$ – активное и индуктивное сопротивления асинхронного двигателя, мОм; $E''_{АД}$ – ЭДС электродвигателя, В; $R_{КАБ}$ и $X_{КАБ}$ – активное и индуктивное сопротивления кабеля, которым двигатель подключен к шинам, мОм.

Значение ударного тока от асинхронных электродвигателей определяется по формуле:

$$i_{V АД} = K_{V АД} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{К АД}^{(3)}, \quad (4.59)$$

где $\sqrt{2} \cdot I_{К АД}^{(3)}$ – амплитудное значение тока подпитки места КЗ от электродвигателя, кА; $K_{V АД}$ – ударный коэффициент, значение которого для практических расчетов может быть принят

примерно равным 1 из-за быстрого затухания апериодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей.

4.8.3.2. Дуговые короткие замыкания

Все расчеты токов дуговых КЗ, также как и металлических, сводятся к определению суммарного сопротивления до точки КЗ для данного вида КЗ, по которому при известном напряжении сети можно вычислить ток КЗ. В общем виде это можно выразить следующей формулой:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}}, \quad (4.60)$$

где $Z_{\Sigma}^{(3)}$ - суммарное сопротивление до места КЗ, определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{(R + R_d)^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (4.61)$$

Сопротивления R_{Σ} и X_{Σ} рассчитываются также, как для металлических КЗ. Учет сопротивления дуги в месте КЗ в данном случае выполняется введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d , причем R_d либо принимается равным 15 мОм, либо определяется из таблицы 4.8, в которой сопротивления R_d получены экспериментально в зависимости от места КЗ и мощности питающего трансформатора.

Таблица 4.8.

Расчетные условия КЗ	Активное сопротивление дуги (R_d), мОм, при КЗ за трансформаторами мощностью, кВА					
	250	400	630	1000	1600	2500
КЗ вблизи выходов низшего напряжения трансформатора:						
- в разделке кабелей напряжением:						
0,4 кВ	15	10	7	5	4	3
0,525 кВ	14	8	6	4,5	3,5	2,5
0,69 кВ	12	7	5	4	3	2
- в шинопроводе типа ШМА напряжением:						
0,4 кВ	-	-	-	6	4	3
0,525 кВ	-	-	-	5	3,5	2,5
0,69 кВ	-	-	-	4	3	2
КЗ в конце шинопровода типа ШМА длиной 100 – 150 м напряжением:						
0,4 кВ	-	-	-	6-8	5-7	4-6
0,525 кВ	-	-	-	5-7	4-6	3-5
0,69 кВ	-	-	-	4-6	3-5	2-4

4.8.3.3 Расчеты дуговых КЗ с помощью снижающего коэффициента K_c

Данная методика приводится в ГОСТ 28249-93 на расчет токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ [30]. Она заключается в том, что предлагается определять значения наиболее вероятных токов дуговых КЗ (симметричных и несимметричных) с помощью токов металлических КЗ и снижающего (поправочного) коэффициента K_c , учитывающего

уменьшение токов дуговых КЗ по сравнению с металлическими КЗ в зависимости от суммарного сопротивления расчетной сети до точки КЗ.

Значения коэффициентов K_C в зависимости от удаленности точки КЗ,

Определяются по кривым $K_C=f(Z_{\Sigma})$, приведенных на рис.4.8. Кривая 1 используется для определения K_C в начальный момент дугового КЗ ($t_{КЗ} < 0,05$ с), а кривая 2 используется для определения значения коэффициента K_C при установившемся дуговом КЗ ($t_{КЗ} > 0,05$ с).

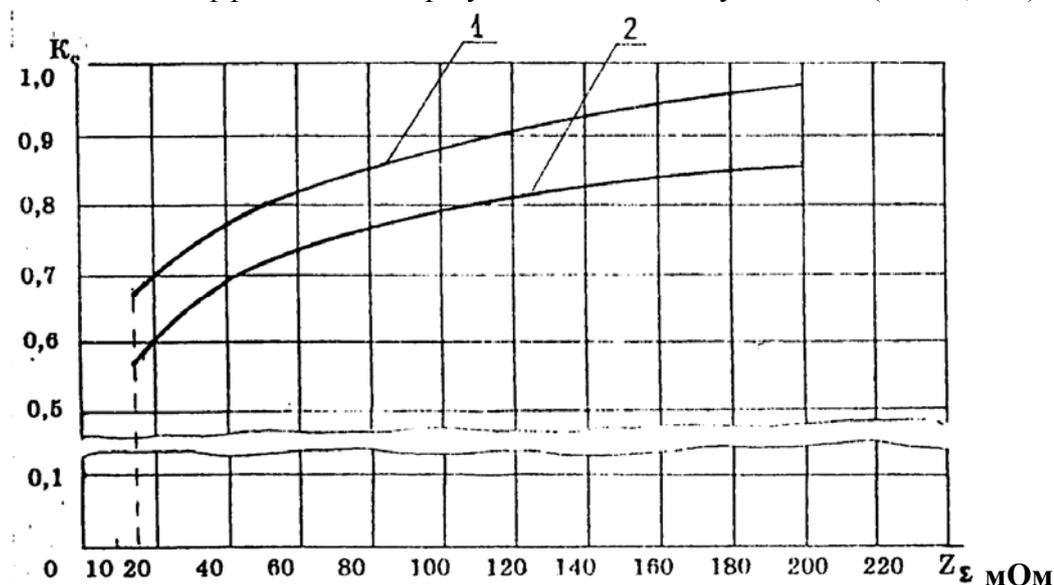


Рис.4.8 Кривые зависимости K_C от сопротивления цепи КЗ

1 - начало процесса дугового замыкания $t_{КЗ} < 0,05$ с;

2 – установившийся процесс дугового замыкания $t_{КЗ} > 0,05$ с

Для определения наиболее вероятных токов дуговых КЗ, симметричных и несимметричных, необходимо вначале определить значения суммарных сопротивлений до места КЗ и соответствующих им токов металлических КЗ. Затем по кривым (рис.4.8) определить значение коэффициента K_C для требуемого вида КЗ.

В общем виде ток дугового КЗ в соответствии с данной методикой можно представить следующим выражением:

$$I_{К\text{ ДУГ}}^{(n)} = I_{КМ}^{(n)} \cdot K_C, \quad (4.62)$$

где $I_{КМ}^{(n)}$ - ток металлического КЗ; K_C – снижающий коэффициент, определяемый по рис.4.8.

Пример. Необходимо рассчитать токи трехфазного КЗ в сети 0,4 кВ собственных нужд электростанции. Расчетная схема представлена на рис.4.9

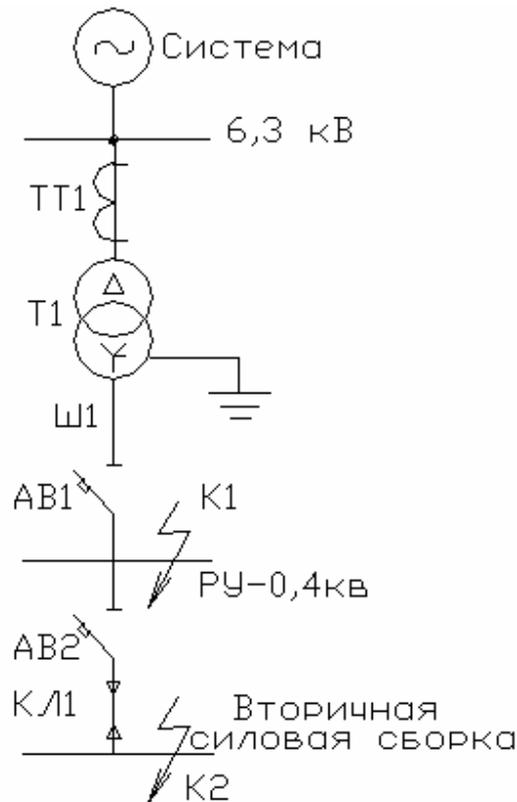


Рис.4.9 Расчетная схема к примеру

Решение:

Расчеты выполняются в соответствии с методикой рекомендованной ГОСТ 28249-93 на расчеты токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ. Короткие замыкания рассчитываются на шинах 0,4 кВ РУ (точка К1) и на вторичной силовой сборке за кабелем КЛ1 (точка К2).

В данном примере расчеты дуговых КЗ выполняются с использованием снижающего коэффициента K_C , поэтому переходные сопротивления контактов контактных соединений кабелей и шинопроводов в расчетных выражениях определения суммарного активного сопротивления R_{Σ} не учитываются, эти сопротивления учтены при построении характеристик зависимости коэффициента K_C от полного суммарного сопротивления до места КЗ, $K_C = f(Z_{\Sigma})$, полученных экспериментальным путем.

Параметры расчетной схемы

Система

Мощность короткого замыкания

$$S_K = 100 \text{ мВА}, U_{НВН} = 6.3 \text{ кВ}$$

Трансформатор Т1

ТС3-1000/6,0; схема соединения обмоток Δ/Y_0

$$S_H = 1000 \text{ кВА},$$

$$U_{НВН} = 6.3 \text{ кВ}, U_{ННН} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$U_K = 8 \%,$$

$$R_T = 1.9 \text{ мОм},$$

$$X_T = 12.65 \text{ мОм}.$$

Шинопровод Ш1

ШМА-4-1600, длина 15 м.

$$R_{1уд} = 0,03 \text{ мОм/м},$$

$$X_{IУД} = 0,014 \text{ мОм/м.}$$

Трансформатор тока ТТ1

$$K_{ТТ} = 150/5,$$

$$R_{ТТ} = 0,33 \text{ мОм},$$

$$X_{ТТ} = 0,3 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

$$\text{АВВГ-(3*185+1*70),}$$

$$l = 100 \text{ м.}$$

$$R_{УД} = 0,208 \text{ мОм/м},$$

$$X_{УД} = 0,063 \text{ мОм/м}.$$

Автоматический выключатель АВ1

тип «Электрон», $I_H = 1000 \text{ А}$.

$$R_{КВ} = 0,25 \text{ мОм},$$

$$X_{КВ} = 0,1 \text{ мОм}.$$

Автоматический выключатель АВ2

тип А3794С, $I_H = 400 \text{ А}$.

$$R_{КВ} = 0,65 \text{ мОм},$$

$$X_{КВ} = 0,17 \text{ мОм}.$$

Расчет параметров схемы замещения

(прямая последовательность)

Все сопротивления расчетной схемы приводятся к $U_{БАЗ} = 0,4 \text{ кВ}$.

Система. Сопротивления системы учитывается индуктивным сопротивлением в схеме замещения.

$$X_{СЭ} = \frac{U_{ННН}^2}{S_K} \cdot 10^3 = \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^3 = 1,6 \text{ мОм}.$$

Трансформатор. Активные и индуктивные сопротивления обмоток трансформатора. $R_T = 1,9 \text{ мОм}$, $X_T = 12,65 \text{ мОм}$.

Шинопровод Ш1. Сопротивление шинопровода Ш1 определяем по известным удельным сопротивлениям шинопровода и его длине:

$$R_{Iм} = 0,03 \cdot 15 = 0,45 \text{ мОм}, X_{Iм} = 0,014 \cdot 15 = 0,21 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1. Сопротивления линии КЛ1 определяются по известным удельным сопротивлениям кабеля и его длине:

$$R_{IКЛ} = 0,208 \cdot 100 = 20,8 \text{ мОм}; X_{IКЛ} = 0,063 \cdot 100 = 6,3 \text{ мОм}.$$

Схема замещения прямой последовательности представлена на рис.4.10.

Расчет токов короткого замыкания для точки К1

Ток металлического трехфазного КЗ $I_{KM}^{(3)}$ определяется по формуле:

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{U_{ННН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{U_{ННН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}.$$

По схеме замещения прямой последовательности суммарные сопротивления $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ определяем арифметическим суммированием сопротивлений до точки КЗ:

$$R_{1\Sigma} = 0,33 + 1,9 + 0,45 + 0,25 = 2,93 \text{ мОм};$$

$$X_{1\Sigma} = 1,6 + 0,3 + 12,65 + 0,21 + 0,1 = 14,86 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление до точки К₁

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2,93^2 + 14,86^2} = 15,15 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного металлического КЗ:

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,15} = 15,27 \text{ кА}.$$

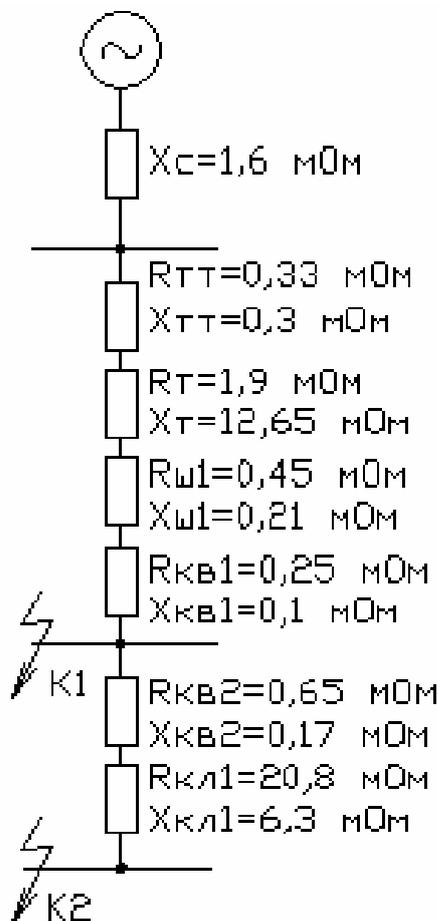


Рис.4.10. Схема замещения прямой последовательности к примеру

Ток трехфазного дугового КЗ определяем с использованием снижающего коэффициента K_C (рис 4.8).

Расчет дугового трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке:

1. Определяются значения снижающего коэффициента для начального момента КЗ (K_{C1}) и для установившегося КЗ (K_{C2}) по кривым 1, 2 рис. 4.8.

При $Z_{\Sigma}^{(3)} = 15,15 \text{ мОм}$ $K_{C1} = 0,67$, а $K_{C2} = 0,58$.

2. Ток трехфазного дугового КЗ определяется по формуле

$$I_{КД}^{(3)} = I_{KM}^{(3)} \cdot K_C.$$

$$I_{КД}^{(3)} = 15,27 \cdot 0,67 = 10,23 \text{ кА}; t \approx 0.$$

$$I_{KM}^{(3)} = 15,27 \cdot 0,58 = 8,86 \text{ кА}; t_{КЗ} > 0,05 \text{ с}.$$

Ударный ток КЗ определяем по формуле:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{KM}^{(3)}.$$

Ударный коэффициент K_y определяем по характеристике, приведенной на рис. 4.8.

Находим соотношение $\frac{X_{\Sigma}^{(3)}}{R_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{14,86}{2,93} = 5,07$.

Этому отношению соответствует $K_V = 1,6$.

Определяем $i_V = 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,27 = 34,6 \text{ кА}$.

4.9. Выбор электрооборудования системы электроснабжения

При выборе электрооборудования СЭСПП следует иметь в виду, что значительная его часть может быть комплектной. Поэтому после определения параметров (напряжений и токов) СЭС необходимо выбрать соответствующее комплектное оборудование, выявить его составные элементы и только после этого произвести проверку типового и остального оборудования по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам КЗ.

Выбранные аппараты и проводники должны:

1. длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
2. противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действиям токов КЗ;
3. удовлетворять требованиям экономичности.

В соответствии с существующими нормами [1,2,5,6,10] электрооборудование выбирается и проверяется по параметрам, указанным в табл. 4.9.

В проектируемой СЭСПП необходимо выбрать и проверить следующее электрооборудование:

1. Выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, разрядники схемы внешнего электроснабжения.
2. Воздушную или кабельную линию схемы внешнего электроснабжения, соединяющую подстанцию энергосистемы и ГПП.
3. Трансформаторы собственных нужд ГПП.
4. Тип и ячейки распределительного устройства (РУ) на стороне низшего напряжения ГПП и ячейки РУ РП. Выключатели, трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в этих ячейках.
5. Токоограничивающие реакторы и токопроводы напряжением 6 или 10 кВ, соединяющие силовые трансформаторы ГПП и РУ низшего напряжения ГПП или соединяющие ГПП и мощные РП. Опорные изоляторы.
6. Кабельные линии напряжением выше 1000 и до 1000 В, шинпроводы до 1000 В.
7. Цеховые трансформаторные подстанции (ТП). Коммутационные аппараты на стороне высшего и низшего напряжений этих ТП.
8. Коммутационные аппараты низковольтных распределительных пунктов (РПН).

Перед проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры должно быть дано обоснование и сделан выбор комплектного оборудования СЭС, если такое оборудование есть.

Выбор электрооборудования производится по каталогам издательства Информэлектро и отраслевым каталогам, недостающие технические данные выбранного электрооборудования допускается принимать из справочной и технической литературы. Стоимость электрооборудования следует определять по действующим прейскурантам и, в виде исключения, из справочников.

4.10. Релейная защита и автоматика

При выполнении курсового проекта необходимо рассмотреть вопросы релейной защиты и автоматики применительно к проектируемой системе электроснабжения. С учетом реального объема проекта рекомендуется провести разработку релейной защиты трансформаторов ГПП и цеховых ТП.

Виды защит трансформаторов определяются его мощностью, назначением, режимом работы, местом установки, схемой включения:

1. Для трансформаторов небольшой и средней мощности цеховых ТП (не более 1000 кВА) для защиты от КЗ в его обмотках, на выводах и в соединениях до выключателей применяется токовая отсечка без выдержки времени или токовая защита с ступенчатой характеристикой выдержки времени.
2. Для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более предусматривается продольная дифференциальная защита.
3. Для защиты от внешних КЗ применяют токовые защиты с выдержкой времени с включением реле на полные токи фаз и на их симметричные составляющие.
4. Для понижающих трансформаторов мощностью 400 кВА и более с высшим напряжением до 35 кВ и соединением обмоток Y/Y_0 предусматривают специальную защиту от однофазных КЗ на землю на стороне низшего напряжения, если защита от внешних КЗ не реагирует на эти повреждения.
5. Обязательным видом защиты всех масляных трансформаторов мощностью 6300 кВА и более является газовая защита. Она предусматривается также для масляных трансформаторов мощностью 630 кВА и более, установленных на внутрицеховых подстанциях.

На трансформаторных подстанциях предусматривают следующие виды автоматики:

1. Автоматическое включение резерва (АВР) секционных выключателей 6...10 кВ и автоматов 0,4 кВ при аварийном отключении одного из трансформаторов.
2. Автоматическое повторное включение (АПВ) вводов 6...10 кВ.
3. Автоматическое управление обдувкой трансформаторов ГПП.
4. Автоматическое управление переключением напряжения трансформаторов ГПП под нагрузкой с применением регулятора, обеспечивающего встречное регулирование.
5. Автоматическая частотная нагрузка (АЧР).

Наиболее подробно вопросы защиты и автоматики силовых трансформаторов и выбора параметров защиты изложены в [1,25,26,28].

Используя справочную литературу [1,7,18,25,26,28], следует выбрать в пояснительной записке виды защит и автоматики трансформаторов ГПП и ТП. В пояснительной записке следует привести электрическую принципиальную схему защиты трансформаторов ГПП или цеховой ТП. На чертеже «Схема электроснабжения» необходимо указать все виды релейной защиты и автоматики трансформаторов ГПП и цеховых ТП.

Условия выбора и проверки электрических аппаратов или проводников

Электрический аппарат или проводник	Условия выбора и проверки
1	2
Выключатель	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ, НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{ПРОД, РАСЧ} = I_{РАБ, НБ}$ $I_{ПГ, ДОП} \geq I_{ПГ, РАСЧ} \text{ (при допустимости перегрузки выключателя)}$ $I_{ВКЛ, НОРМ} \geq I_{П0}$ $i_{ВКЛ, НОРМ} \geq i_{УД}$ $I_{ПР, СКВ} \geq I_{П0}$ $i_{ПР, СКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД}$ $I_{ТЕР, НОРМ}^2 t_{ТЕР, НОРМ} \geq B_K$ $I_{ОТКЛ, НОРМ} \geq I_{П\tau}$ $i_{А, НОРМ} = \sqrt{2}\beta_{НОРМ} I_{ОТКЛ, НОРМ} \geq i_{А\tau}$ <p>Для установки, где</p> $\sqrt{2}\beta_{НОРМ} I_{ОТКЛ, НОРМ} < i_{А\tau}, \text{ допускается выполнение условия:}$ $\sqrt{2}(1+\beta_{НОРМ}) I_{ОТКЛ, НОРМ} > i_{К\tau} = \sqrt{2}I_{П\tau} + i_{А\tau}$ <p>Далее проверяется</p> $U_{В, НОРМ} \geq U_{В}$

1	2
Разъединитель	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ, НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{ПРОД, РАСЧ} = I_{РАБ, НБ}$ $I_{ПР, СКВ} \geq I_{ПО}$ $i_{ПР, СКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД}$ $I_{ПР, ТЕР}^2 t_{ПР, ТЕР} = I_{ТЕР, НОРМ}^2 t_{ТЕР, НОРМ} \geq B_K$ $I_{ОТКЛ, НОРМ} \geq I_{РАБ} \tau \text{ (допускается в строго оговоренных частных случаях)}$
Отделитель	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ, НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{ПРОД, РАСЧ}$ $i_{ПР, СКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД}$ $I_{ТЕР, НОРМ}^2 t_{ТЕР, НОРМ} \geq B_K$ $I_{ОТКЛ, НОРМ} \geq I_{РАБ} \tau \text{ (допускается в строго оговоренных частных случаях)}$
Короткозамыкатель	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ, НОМ}$ $i_{ПР, СКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД}$ $I_{ТЕР, НОРМ}^2 t_{ТЕР, НОРМ} \geq B_K$
Предохранитель	$U_{НОМ} = U_{СЕТИ, НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{ПРОД, РАСЧ}$ $I_{ОТКЛ, НОРМ} \geq I_{ПР, ОЖ}$ <p>Соответствие время-токовой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи</p>

1	2
Выключатель нагрузки	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ,НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{ПРОД,РАСЧ}$ $i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$ $I_{ПР,СКВ} = I_{СКВ,НОМ} \geq I_{ПО}$ $i_{ПР,СКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД}$ $I_{ТЕР,НОРМ}^2 t_{ТЕР} \geq B_K$ $I_{ОТКЛ,НОМ} = I_{НОМ} \geq I_{РАБ} \tau$
Выключатель нагрузки	<p>В отдельных случаях $I_{ОТКЛ,НОМ} > I_{НОМ}$ (соотношение указывается изготовителем в эксплуатационных документах). Соответствие время-токовой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи (при установке выключателя нагрузки последовательно с предохранителем)</p>
Разрядник	$U_{НОМ} = U_{СЕТИ,НОМ}$ $U_{ПРОБ} \leq U_{ДОП,РАСЧ}$ $U_{ОСТ,НБ} \leq U_{ДОП,РАСЧ}$ $i_{СОПР,ДОП} = i_{ОТКЛ} \geq i_{СОПР,РАСЧ}$
Трансформатор тока	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ,НОМ}$ $I_{НОМ} \geq I_{ПРОД,РАСЧ}$ $i_{ДИН} = k_{ДИН} \sqrt{2} I_{НОМ} \geq i_{УД}$

1	2
Трансформатор тока	$I_{\text{ТЕР,НОМ}}^2 t_{\text{ТЕР,НОРМ}} = (k_{\text{ТЕР}} I_{1\text{НОМ}})^2 t_{\text{ТЕР,НОРМ}} \geq B_K$ $Z_{2\text{НОМ}} > Z_{2\text{РАСЧ}} \approx r_{2\text{РАСЧ}} \text{ (в необходимом классе точности)}$
Трансформатор напряжения	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ,НОМ}}$ $S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\text{РАСЧ}} \text{ (в необходимом классе точности)}$ $S_{\text{ПРЕД}} = S_{\text{МАХ}} \geq S_{2\text{НБ}} \text{ (в режиме наибольшей отдаваемой мощности)}$
Опорный изолятор	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ,НОМ}}$ $F_{\text{ДОП}} = 0,6F_{\text{РАЗР}} \geq F_{\text{РАСЧ}} \text{ (для одиночных изоляторов)}$ $F_{\text{ДОП}} = F_{\text{РАЗР}} \geq F_{\text{РАСЧ}} \text{ (для спаренных изоляторов)}$
Проходной изолятор	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ,НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ПРОД,РАСЧ}}$ $F_{\text{ДОП}} = 0,6F_{\text{РАЗР}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$
Реактор	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ,НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ПРОД,РАСЧ}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}};$ $I_{\text{ТЕР,НОРМ}} \sqrt{t_{\text{ТЕР,НОРМ}}} \geq \sqrt{B_K}$ $X_p \geq X_p \text{ (определяется по условиям необходимого ограничения токов КЗ и предельно допустимой потери напряжения на реакторе в нормальном режиме работы)}$
Автомат	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ,НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ПРОД,РАСЧ}}$

1	2
Автомат	$i_{\text{ВКЛ, НБ}} \geq i_{\text{УД}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$ $(I_{\text{ТЕР, НОРМ}}^2 t_{\text{ТЕР, НОРМ}}) \geq B_{\text{К}}$ $I_{\text{ОТКЛ, НБ}} \geq I_{\text{П}} \tau_{\text{ОЖ}}$
Контактор	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ, НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ПРОД, РАСЧ}}$ $P_{\text{ПОДКЛ, ДОП}} \geq P_{\text{ПОДКЛ, РАСЧ}}$
Магнитный пускатель	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ, НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ПРОД, РАСЧ}}$ $P_{\text{ПОДКЛ, ДОП}} \geq P_{\text{ПОДКЛ, РАСЧ}}$
Рубильник	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ, НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ПРОД, РАСЧ}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$ $I_{\text{ТЕР, НОРМ}}^2 t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$ $I_{\text{ОТКЛ, НОРМ}} \geq I_{\text{РАБ}} \tau \text{ (в случае, если рубильник имеет дугогасительные камеры или разрывные контакты)}$
Шина, провод неизолированный	$S \approx S_{\text{ЭК}} = I_{\text{НОРМ, РАСЧ}} / J_{\text{ЭК}}$ (за исключением сборных шин электроустановок, сетей напряжением до 1кВ с $T_{\text{НБ}} < 4000 \div 5000$ ч, сетей временных сооружений и ответвлений к электроприемникам напряжением до 1 кВ, к резисторам, реакторам и т.п.).

1	2
Шина, провод неизолированный	<p>Сечение проводников воздушных линий 330 – 1150 кВ выбирается по экономическим интервалам</p> $I_{\text{ДЛ, ДОП}} = I_{\text{ПРОД, ДОП}} \geq I_{\text{ПРОД, РАСЧ}}$ $\sigma_{\text{ДОП}} \geq \sigma_{\text{РАСЧ}}$ $\mathfrak{G}_{\text{КР, ДОП}} \geq \mathfrak{G}_{\text{К}} \text{ или}$ $S \geq S_{\text{ТЕРМИН}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C_{\text{T}}}$
Кабель, провод изолированный	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ, НОМ}}$ $S \approx S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{НОРМ, РАСЧ}}}{J_{\text{ЭК}}}$ $I_{\text{ДЛ, ДОП}} = I_{\text{ПРОД, ДОП}} \geq I_{\text{ПРОД, РАСЧ}}$ $I_{\text{ПГ, ДОП}} \geq I_{\text{ПГ, РАСЧ}}$ $\mathfrak{G}_{\text{КР, ДОП}} \geq \mathfrak{G}_{\text{К}} \text{ или } S \geq S_{\text{ТЕРМИН}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C_{\text{T}}}$
Закрытый шинный токопровод	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ, НОМ}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ПРОД, РАСЧ}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$ $I_{\text{ТЕР, НОРМ}}^2 t_{\text{ТЕР, НОРМ}} \geq B_{\text{К}}$

Примечания:

1. В правых частях неравенства величины $I_{п0}$, $i_{уд}$, B_K , $I_{п\tau}$, $i_{A\tau}$, U_B , $I_{п0,ОЖ}$, $I_{п\tau,ОЖ}$, \mathcal{Q}_K должны быть представлены расчетными значениями, т.е. наибольшими в условиях конкретной установки или цепи.
2. В таблице приняты следующие обозначения $I_{п0,ОЖ}$ - действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в начальный момент; $I_{п\tau,ОЖ}$ - действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппарата; $I_{РАБ\tau}$ - рабочий ток цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов аппарата; $U_{ПРОБ}$ - импульсивное пробивное напряжение разрядника; $U_{ОСТ,НБ}$ - наибольшее остающееся напряжение на разряднике при прохождении через него тока; $U_{ДОП,РАСЧ}$ - допустимое расчетное напряжение на изоляции элементов электроустановки, защищаемых данным разрядником; $i_{СОПР,РАСЧ}$ - расчетное значение сопровождающего тока разрядника; $i_{СОПР,ДОП}$ - предельно допустимое значение сопровождающего тока, который разрядник может оборвать; $P_{ПОДКЛ,ДОП}$ - допустимая мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом; $P_{ПОДКЛ,РАСЧ}$ - расчетная мощность электродвигателей, подключаемых к сети данным аппаратом; $T_{НБ}$ - время использования наибольшей нагрузки.

Литература

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – С. – Пб.: - Энергоатомиздат, 2000 г.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 1990.
4. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1983.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
6. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1973.
7. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
8. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
9. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
10. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети/ Под ред. А.А. Федорова и Г.В.Сербиновского. – М.: Энергоатомиздат. – 1986.
11. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация/ Под ред. А.А. Федорова и Г.В.Сербиновского. – М.: Энергоатомиздат. – 1986.
12. Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Госэнергоиздат, 1968.
13. Справочная книга по светотехнике/ Под ред. Ю.Б.Айзенберга. – М.: Энергаториздат, 1995.
14. Жежеленко И.В., Кротков Е.А., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей. – Самар. гос. техн. ун-т. Самара, 2001.
15. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
16. Вагин Г.Я. Режимы электросварочных машин. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
17. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов. – Энергоатомиздат, 1989.
18. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н.Орлова (гл.ред.) и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
19. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
20. Дорошев К.И. Комплектные РУ 6 – 35 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
21. Бондаренко М.А., Петунин П.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к курсовому проектированию для студентов спец.0303. – Тольятти, 1987.

22. Бондаренко М.А., Петунин П.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов спец.0303. – Тольятти, 1988.
23. Воробьев Г.В. и др. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию для студентов специальности 1004. – Тольятти, 1983.
24. Салтыков В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах: Учеб. пособие. – Тольятти: ТГУ, 2002.
25. Руководящие указания по релейной защите. Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. - М: Энергоатомиздат, 1985.
26. Салтыкова О.А., Вахнина В.В. Релейная защита понизительной подстанции: Учеб. пособие. – Тольятти, Кассандра, 2000.
27. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970.
28. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
29. ГОСТ 27514 – 87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением выше 1 кВ. – М.: Издательство стандартов, 1988.
30. ГОСТ 28249 – 93. Короткие замыкания в электроустановках переменного напряжения до 1 кВ. - М.: Издательство межгосударственных стандартов, 1994.

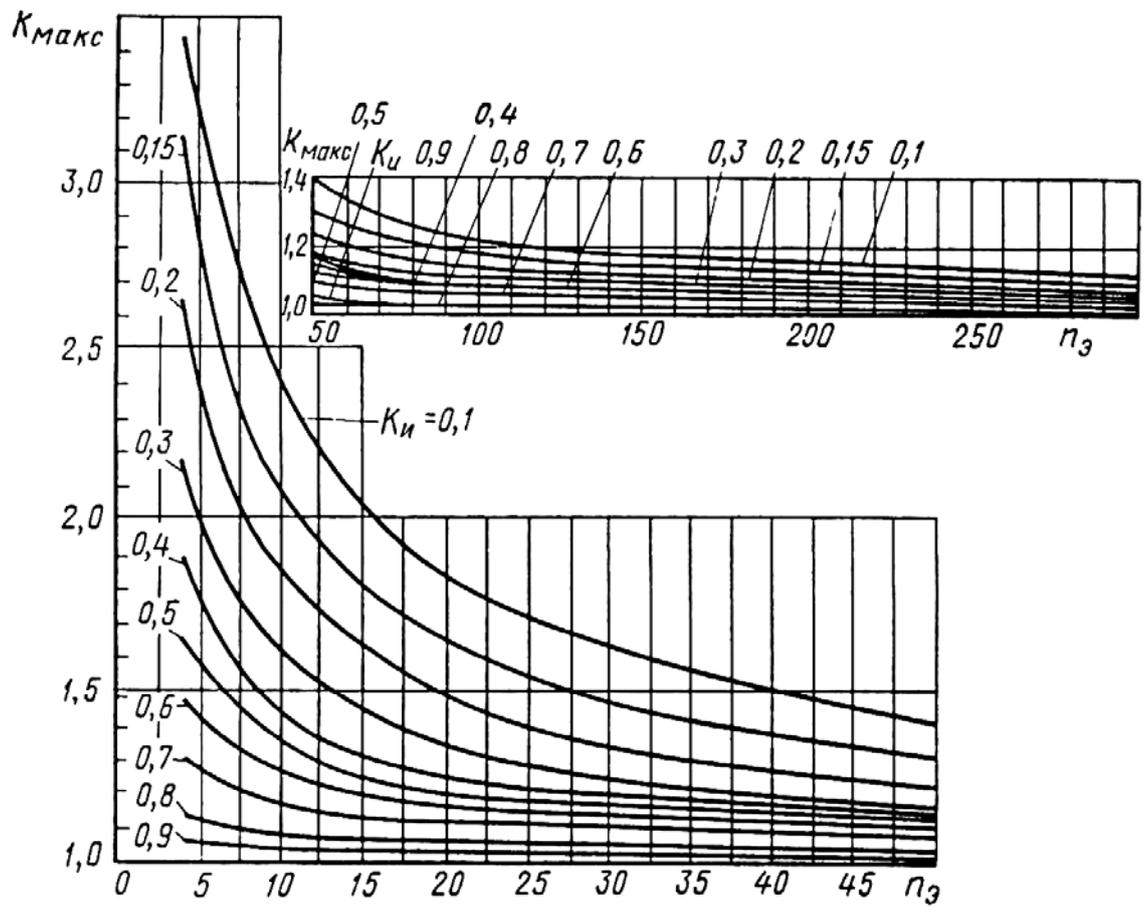


Рис. П.1. График зависимости $K_{\text{макс}}$ от K_u и n_3

Таблица П.1.1

Эффективное число электроприемников $n_э$	Коэффициент максимума K_{\max} при K_u									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	1,03
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
240	1,14	1,11	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
300	1,12	1,1	1,07	1,06	1,04	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01

Вахнина Вера Васильевна
Горячева Вероника Львовна
Степкина Юлия Васильевна

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие
для курсового и дипломного проектирования

Подписано в печать 12.01.2004 г.

Формат 60x84/16.

Печать оперативная. Уч.изд.л. . Усл.п.л. 5,6

. Тираж 100 экз.

Заказ №

Тольяттинский государственный университет,
г.Тольяти, ул.Белорусская, 14