

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

КУРГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра энергетики и технологии металлов

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

Часть I

Методические указания
к курсовому проектированию
для студентов направления 140200
(специальность 140211 «Электроснабжение»)

Курган 2012

Кафедра «Энергетика и технология металлов»
Дисциплина «Системы электроснабжения»
(направление 140200, специальность 140211 «Электроснабжение»)

Составили: доцент Н.С. Деркач,
ст. преподаватель С.Ю. Помялов,
ведущий инженер ООО «Курганская ТЭЦ» С.В. Симаков

Составлены на основе переработанных и дополненных методических указаний к дипломному проектированию для студентов специальности 1004 / А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. - 57 с.

Утверждены на заседании кафедры «28» августа 2012 г.

Рекомендованы методическим советом университета «12» декабря 2012 г.

ВВЕДЕНИЕ

Рационально спроектированная система электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия (ПП) должна удовлетворять ряду требований: высокой надежности и экономичности, удобству и безопасности эксплуатации, должна обеспечивать требуемое качество электроэнергии, соответствующие уровни напряжения и т.п.

Важнейшим этапом в подготовке специалистов является курсовое и дипломное проектирование, в ходе которых развиваются навыки самостоятельного решения инженерных задач и практического применения теоретических знаний. Курсовой проект по электроснабжению промышленных предприятий является итоговым этапом изучения целого ряда общепрофессиональных и специальных дисциплин. При курсовом проектировании студенту приходится самостоятельно ставить и решать вопросы, не имеющие однозначного ответа.

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

Законченный проект, подписанный студентом и руководителем, представляется на защиту перед комиссией, в которую входят преподаватели, ведущие курсовое проектирование. При защите студент должен четко в течение 5-7 минут дать краткую характеристику, отметить основные принятые в проекте технические решения, а также ответить на вопросы членов комиссии.

При выставлении оценки учитывается не только качество выполнения проекта, но и знание студентом вопросов проектирования, устройства и особенностей примененного электрооборудования, вопросов эксплуатации и техники безопасности, а также умение аргументированно отстаивать принятые решения.

1 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 источников питания, заданные район расположения предприятий и вид грунта на его территории.

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

Пояснительная записка включает следующие разделы:

1. Технический паспорт проекта.
2. Введение.

3. Краткие сведения о технологическом процессе производства, среде цехов, об электроприемниках, режиме их работы и категории по надежности электропитания (2% объема проекта).
4. Расчет электрических нагрузок по подробно рассчитываемому цеху и по производству в целом. Картограмма электрических нагрузок предприятия (15%).
5. Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) (8%).
6. Выбор величины напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной (ГПП) подстанции предприятия (5%).
7. Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения предприятия (7%).
8. Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий (5%).
9. Расчет токов короткого замыкания (10%).
10. Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения (10%).
11. Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности (15%).
12. Выбор и описание релейной защиты и автоматики (3%).
13. Список литературы.

Графическая часть проекта (10%) выполняется на стандартных листах А1 и должна содержать следующие чертежи:

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

Кроме того, в пояснительной записке (10%) должны быть указаны методы расчетов, представлены сами расчеты и описаны принятые технические решения. Текст дополняется диаграммами, схемами. При оформлении пояснительной записки ее выполнять без рамки, иллюстрации давать с подрисовочными надписями. Пояснительная записка должна иметь титульный лист, оглавление, нумерацию страниц, ссылки на рисунки и литературные источники, список которых приводится в конце записки.

Чертежи формата А1 выполняются на ватмане (генплан предприятия допускается чертить на миллиметровой бумаге) и должны иметь угловой штамп. Условные обозначения в схемах, 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, РПН (раздел 5).
2. Два рассматриваемых варианта схемы внешнего электроснабжения (раздел 6).
3. Упрощенную схему внутреннего электроснабжения (раздел 8).
4. Исходную схему для расчета токов короткого замыкания и расчетные эквивалентные схемы (раздел 9).
5. Диаграмму селективности релейной защиты с характерными фрагментами схемы электроснабжения (раздел 10).
6. Схемы трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) с подключенными к ним приборами (раздел 10).
7. Схематический рисунок сборных шин распределительного устройства ГПП или ЦРП (раздел 10).
8. Схему для расчета компенсации реактивной мощности (раздел 11).
9. Схемы релейной защиты (раздел 12).

При разработке раздела курсового проекта следует пользоваться пособиями и справочниками [2-12].

2 РАЗДЕЛЫ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1 Технический паспорт проекта

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

- суммарная установленная мощность электроприемников предприятия (цеха) напряжением ниже 1000В;
- суммарная установленная мощность электроприемников предприятия (цеха) напряжением выше 1000В с указанием типа, количества и мощности отдельных электроприемников;
- категория основных потребителей по надежности электроснабжения;
- полная расчетная мощность на шинах ГПП;
- коэффициенты реактивной мощности: естественный, заданный энергосистемой и расчетный;
- напряжение внешнего электроснабжения;
- мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий;
- расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы, тип и сечение питающей линии;
- количество, тип и мощность трансформаторов ГПП;
- напряжение внутреннего электроснабжения предприятия (цеха);
- типы принятых ячеек распределительных устройств ГПП и высоковольтных РП предприятия;
- количество цеховых ТП, типы и мощность их трансформаторов;

- типы и сечение кабельных линий, токопроводов.

2.2. Введение

Во введении должны быть отражены требования, предъявляемые к системе электроснабжения и являющиеся основой при проектировании. Объем раздела не должен превышать 1...1,5 листа.

2.3. Характеристика производства

В разделе кратко описывается технологический процесс, дается характеристика режимов работы основных электроприемников и определяются необходимые требования к надежности питания цехов предприятия.

Приводится характеристика рода тока и классов напряжения основных групп электроприемников предприятия, при этом обязательно отмечаются электроприемники напряжением выше 1000В; 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 учитываются зависимость условий прокладки кабельных линий и выбираемых типов кабелей от типа грунта и видов коммуникаций на территории предприятия. Объем раздела 1...2 листа.

3.4. Расчет электрических нагрузок предприятия

3.4.1. Общие положения

Определение расчетной нагрузки на разных ступенях системы электроснабжения рекомендуется проводить по методу упорядоченных диаграмм или по методу расчетных коэффициентов. Расчетная активная нагрузка группы трехфазных электроприемников на всех ступенях СЭС находится по средней нагрузке и коэффициенту максимума \hat{E}_i или по коэффициенту \hat{E}_δ . Ниже расчет ведем по первому методу.

$$P_p = K_m \cdot P_c = K_m \cdot K_u \cdot P_n, \quad (3.1)$$

где K_m – коэффициент максимума активной нагрузки при длительности интервала осреднения 30 мин; P_c – средняя активная нагрузка группы за наиболее загруженную смену; K_u – коэффициент использования; P_n – номинальная активная мощность этой группы.

Расчетная реактивная нагрузка группы электроприемников равна при $n_\varphi \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_c = 1,1 \cdot P_n \cdot K_u \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.2)$$

$$\text{при } n_{\text{э}} \geq 10 \quad Q_p = Q_c, \quad (3.3)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности рассматриваемой группы электроприемников; Q_c – средняя реактивная нагрузка.

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.4)$$

Нахождение расчетных нагрузок по уравнениям (3.1-3.4) возможно только при числе приведенных электроприемников $n_{\text{э}} \geq 4$, так как зависимости $K_m = f(n_{\text{э}}, \kappa_u)$ определены только для указанного числа электроприемников.

При приведенном числе электроприемников $n_{\text{э}} \leq 4$ и числа фактических электроприемников $n_{\text{э}} \geq 3$, а также при $n_{\text{э}} \leq 3$ рекомендуются упрощенные методы расчета [4, 250-253].

Определение расчетной нагрузки для однофазных электроприемников в курсовом проекте не проводится, условно считают, что все электроприемники трехфазные.

С целью упрощения расчетов электроприемники разделяются на группы А и Б, соответственно с переменными ($K_u \leq 0,6$) и мало меняющимися ($K_u \geq 0,6$) графиками нагрузок. Для группы А расчетные активная и реактивная нагрузки определяются по выражениям (3.1-3.3). Для группы Б коэффициент максимума \hat{E}_i принимается равным единице, а расчетные активная P_p и реактивная Q_p нагрузки соответственно приравниваются средним P_c и Q_c нагрузкам.

Дополнительно с целью упрощения допускается: если номинальная мощность электроприемников групп А или Б составит менее 25% суммарной мощности всех электроприемников рассматриваемого узла, то общую расчетную нагрузку можно определить соответственно как для электроприемников группы Б или группы А. При промежуточном соотношении мощностей следует выделять группы А и Б.

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

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_u, \quad (3.5)$$

где $K_{c.o}$ - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;
 $P_{y.o}$ - удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха; $F_{ц}$ - поверхность пола цеха, м^2 .

Информация о коэффициентах использования K_u и коэффициентах мощности $\cos \varphi$ как для отдельных электроприемников, так и для характерных цехов по отраслям промышленности приводится в справочниках [2; 4; 11]. Из-за большого разнообразия наименований электроприемников и цехов не для всех них можно найти данные о K_u 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 $K_M = f(n_{\text{э}}, K_u)$ приводятся в тех же справочниках [2; 4; 11].

Информация об удельной осветительной нагрузке $P_{y.o}$ дана в справочнике [4], а о коэффициентах спроса $K_{c.o}$ - в справочнике [2, с.44], [11, с.37].

3.4.2. Определение приведенного числа электроприемников

При “ручных” расчетах электрических нагрузок используются упрощенные методы определения приведенного числа электроприемников $n_{\text{э}}$, но при этом обязательно должна учитываться ступень СЭС.

На низшем уровне системы электроснабжения (силовые шкафы, шинопроводы, радиальные и магистральные линии):

1. При $n=4$ и более фактических электроприемников в группе допускается приведенное число $n_{\text{э}}$ считать равным фактическому, если отношение (кратность) равно:

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} \leq 3, \quad (3.6)$$

где $P_{н.макс}$, $P_{н.мин}$ - соответственно номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего электроприемников в группе.

2. При $m > 3$ и $K_u \geq 0,2$ приведенное число электроприемников

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{н.i}}{P_{н.макс}}. \quad (3.7)$$

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

3. При $m \geq 3$ и $K_u \leq 0,2$ приведенное число электроприемников определяется согласно [2, 4; 11] по формуле:

$$n_{\text{э}} \approx 0,95 \cdot \frac{P_H^2}{\frac{P_{H1}^2}{n_1} + \frac{(P_H - P_{H1})^2}{n - n_1}}, \quad (3.8)$$

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 (отделение, цех, предприятие в целом) может использоваться формула:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum_{i=1}^m n_{\text{э}i} \cdot P_{H,\text{э}i})^2}{\sum_{i=1}^m n_{\text{э}i} \cdot P_{H,\text{э}i}^2}, \quad (3.9)$$

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 $P_{H,\text{э}i} = \frac{P_{H,i}}{n_{\text{э}i}}$; $P_{H,i}$ - суммарная номинальная мощность всей группы электроприемников i -го узла.

3.4.3. Расчет электрических нагрузок по подробно рассчитываемому цеху

Для определения расчетных нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения цеха используется таблица 3.1. Также можно воспользоваться таблицей 2.12 [11] для расчета электрических нагрузок на 2, 3, 4 уровнях СЭС.

Порядок заполнения таблицы 3.1 следующий. Выделяются электроприемники, питающиеся от рассмотренного узла системы электроснабжения - шинпровода, троллея, участка, отделения, цеха. Электроприемники разделяются на

группы А и Б. Сначала рассчитывают электрические нагрузки для электроприемников группы А. При этом в графу 2 таблицы записываются наименования:

- узла, для которого производится определение электрических нагрузок (силовой шкаф, магистраль, отделение);
- группы электроприемников (группа А или группа Б);
- отдельных электроприемников или подгрупп электроприемников с одинаковыми значениями K_u и $\cos \varphi$ соответственно.

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

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 графу 5 записывается суммарная установленная мощность электроприемников всей подгруппы.

Графа 6 заполняется по расчетному узлу только в итоговой строке.

Графы 7 и 8. Значения коэффициентов использования K_u и мощности $\cos \varphi$ находятся по справочникам, указанным в списке литературы.

При наличии в справочниках нескольких значений K_u и $\cos \varphi$ для рассматриваемой подгруппы электроприемников рекомендуется принимать большие значения.

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

$$P_c = K_u \cdot P_n, \quad (3.10)$$

где K_u - из графы 7, P_n - из графы 5.

Таблица 3.1

№ п/п	Наименование узла питания или группы электроприемников	Число электроприемников n	Установленная мощность, при- веденная к ПВ=100%		$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}}$	Коэффициент использования K_u	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Средняя нагрузка		Приведенное число электроприемников $n_э$	Коэффициент максимума K_M	Расчетная (максималь- ная нагрузка			Расчетный ток I_p, A
			Одного электроприемника $P_{н.мин} / P_{н.макс}, \text{ кВт}$	Всех электроприемников $P_n, \text{ кВт}$				$P_c',$ кВт	$Q_c',$ квар			$P_{p'},$ кВт	$Q_{p'},$ квар	$S_{p'},$ кВ·А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1															
2															
3															
4															
5															
...															

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

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.11)$$

где P_c - из графы 9, $\operatorname{tg} \varphi$ - из графы 8.

После определения средней активной P_c и реактивной Q_c нагрузок по отдельным электроприемникам и подгруппам электроприемников проводится расчет уже для всей группы А или Б рассматриваемого узла.

Итоговая строка “Итого по группе А”. В графе 3 итоговой строки суммируется общее число электроприемников данной группы; в графе 4 записываются номинальные мощности наименьшего и наибольшего электроприемников всей группы, а 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 активные P_c и реактивные Q_c нагрузки. По полученным данным определяются среднее значение коэффициента использования по группе (графа 7):

$$K_u = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ci}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (\text{из граф 9 и 5}) \quad (3.12)$$

и среднее значение $\operatorname{tg} \varphi$ (графа 8):

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ci}}{\sum_{i=1}^n P_{ci}} \quad (\text{из граф 10 и 9}). \quad (3.13)$$

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

Графа 11. В зависимости от величины отношения m и коэффициента K_u определяется приведенное число электроприемников n_{ϑ} рассматриваемой группы (см. п. 3.4.2).

Графа 12. Коэффициент максимума K_m находится по соответствующей кривой $K_m = f(n_{\vartheta}, K_u)$ или таблице, при этом коэффициент K_u берется из графы 7 итоговой строки, а число n_{ϑ} - из графы 11.

Графа 13. Расчетная активная получасовая нагрузка трехфазных электроприемников группы А узла равна:

$$P_{p.A} = K_m \cdot P_{cA} \quad (\text{из графы 12}) \cdot P_{cA} \quad (\text{из графы 9}). \quad (3.14)$$

Графа 14. Расчетная реактивная получасовая нагрузка трехфазных электроприемников группы А узла вычисляется по одному из выражений (3.2) или (3.3). В случаях, когда коэффициент $K_m \leq 1,1$ и $n_{\text{э}} \leq 10$, для определения нагрузки $Q_{p.A}$ следует пользоваться выражением $Q_{p.A} = K_m \cdot Q_{c.A}$.

Полная расчетная нагрузка S_p (графа 15) и расчетный ток I_p (графа 16) отдельно для групп А и Б не определяются - они вычисляются только для всего отделения, цеха и т.п.

Итоговая строка “Итого по группе Б”. Основное отличие заполнения этой строки состоит в том, что принимается $K_m = 1$, поэтому для группы Б не нужно определять величину отношения m и приведенное число электроприемников $n_{\text{э}}$, а расчетная активная $P_{p.B}$ и реактивная $Q_{p.B}$ нагрузки приравняются соответственно средним $P_{c.B}$ и $Q_{c.B}$ нагрузкам.

После получения итоговых строк по группам А и Б отделения определяется общая нагрузка обеих групп. Заполняется строка “Итого по отделению”, которая получается соответствующей обработкой расчетных данных итоговых строк по группам А и Б, а именно:

- суммируются номинальные $P_{н.А}$ и $P_{н.Б}$ мощности, средние активные $P_{c.A}$ и $P_{c.B}$ и реактивные $Q_{c.A}$ и $Q_{c.B}$ нагрузки, расчетные активные $P_{p.A}$ и $P_{p.B}$, реактивные $Q_{p.A}$ и $Q_{p.B}$ нагрузки.

- вычисляются средние по отделению значения коэффициентов K_u , $tg\varphi$, $\cos\varphi$;

- вычисляется полная расчетная нагрузка по выражению (3.4) и расчетный ток по формуле (3.15):

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \sqrt{3}}. \quad (3.15)$$

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

Подобным образом рассчитывается электрические нагрузки по остальным отделениям.

Для определения расчетной нагрузки в целом по цеху рассчитываются сначала итоговые строки по группам А и Б. При этом в итоговой строке для группы А выполняем следующие действия:

- суммируем номинальные активные мощности групп А по отделениям и средние активные и реактивные нагрузки, по которым вычисляем средние значения коэффициентов K_u , $tg\varphi$, $\cos\varphi$ по цеху для электроприемников группы А;

- выбираем наименьший и наибольший электроприемники и вычисляем отношение m ;
- по одному из методов (см. п. 3.4.2) определяем приведенное число электроприемников $n_{\text{э}}$ группы А цеха;
- с учетом полученных значений K_u и $n_{\text{э}}$ по кривым или таблицам находим значение коэффициента K_m группы А (см. табл. из Приложения 1) и далее расчетную активную нагрузку $P_{p.A}$ группы А;
- с учетом приведенного числа электроприемников $n_{\text{э}}$ определяем расчетную реактивную нагрузку $Q_{p.A}$.

Для группы Б по цеху коэффициент максимума K_m принимается равным 1, поэтому число $n_{\text{э}}$ не вычисляется, а расчетные нагрузки приравниваются средним нагрузкам. В итоговой строке по группе Б находятся суммы номинальных активных мощностей группы Б по отделениям, суммы средних и расчетных активных и реактивных нагрузок и вычисляются средние значения коэффициентов K_u , $\text{tg}\varphi$, $\cos\varphi$.

Для определения низковольтной расчетной нагрузки электроприемников всего цеха без учета освещения заполняется итоговая строка по цеху. В соответствующих графах суммируются номинальные активные мощности по группам А и Б цеха, средние и расчетные активные и реактивные нагрузки и вычисляются средние для цеха значения коэффициентов K_u , $\text{tg}\varphi$, $\cos\varphi$, а также 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 силовых и понижающих трансформаторов, устанавливаемых в цехе, а также коммутационной аппаратуры и питающих линий.

Пример расчета электрических нагрузок трехфазных электроприемников по цеху приведен в табл. 3.1. Примечания к этой таблице:

1. Приведенное число электроприемников $n_{\text{э}}$ для группы А механического отделения определено по выражению (3.8), так как $m > 3$, а $K_u < 0.2$. Для электроремонтного отделения $m > 3$ и $K_u > 0.2$, поэтому число $n_{\text{э}}$ определено по выражению (3.7).

2. Расчетная реактивная нагрузка Q_p группы А электроремонтного отделения вычислена по выражению (3.2), так как число $n_{\text{э}} < 10$, для остальных случаев - по выражению (3.3).

3.4.4. Расчет электрических нагрузок по предприятию

В курсовом проекте этот расчет производится по укрупненным данным, так как заданы суммарные установленные мощности электроприемников по цехам, но неизвестен их состав. Допускается относить цех целиком к группе А или Б, если неизвестно предварительное разделение электроприемников цеха на эти группы.

Низковольтные и высоковольтные электроприемники рассчитываются отдельно, результаты сводятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2

Наименование цехов и узлов системы электроснабжения промышленного предприятия	P_n , кВт	$P_{н.э.}$, кВт	$n_э$	K_u	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	P_c , кВт	Q_c , квар	K_M	P_p , кВт	$F_{ц}$, м ²	$P_{yo.}$, Вт/м ²	K_{co}	$P_{po.}$, кВт	$P_p + P_{po.}$, кВт	Q_p , квар	S_p , кВт·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам, которые разделяются на группы А и Б. Так как для каждого цеха задана суммарная установленная мощность P_n , то нужно, исходя из технологических особенностей и состава электрооборудования цеха, определить среднюю мощность одного электроприемника $P_{н.э.}$ и затем приведенное число электроприемников $n_э$ из соотношения $n_э = \frac{P_n}{P_{н.э.}}$. Число $n_э$ для большинства цехов находится в пределах от 20 до 100.

Таблица 3.3

Пример расчета электрических нагрузок по цеху

№ п/п	Наименование узла питания или группы электроприемников	Число электроприемников n	Установленная мощность, приве- денная к ПВ=100%		6	7	8	Средняя на- грузка		11	12	Расчетная (макси- мальная нагрузка			16
			Одного электроприемника $P_{н.мин}/P_{н.макс}$, кВт	Всех электроприемников P_n , кВт				P_c , кВт	Q_c , квар			$P_{p'}$, кВт	$Q_{p'}$, квар	$S_{p'}$, кВ· А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
					$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}}$		$\frac{\cos \varphi}{tg \varphi}$								
1	1. Механическое отде- ление Группа А														
2	Токарные станки	13	3,2/11,2	74,8		0,12	0,4/2,31	8,97	20,6						
7	Фрезерные станки	7	0,6/20,0	86,9		0,17	0,65/1,2	14,8	17,7						
														
8	Кран-балка	1	4,85	4,85		0,15	0,5/1,73	0,73	1,25						
	Вентилятор	1	1,7	1,7		0,65	0,8/0,75	1,10	0,83						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Итого по группе А	44	0,6/20,0	240,8	>3	0,16	0,53/1,59	38,7	61,7	27,5	1,49	57,7	61,7	84,5	128
	2. Электроремонтное отделение Группа А														
1	Трансформатор сварочный	1	14,3	14,3		0,35	0,35/0,68	5,0	13,4						
2	Отрезной станок	2	1,95	3,9		0,12	0,4/2,31	0,47	1,1						
														
	Итого по группе А	28	0,15/20	87,9	>3	0,22	0,52/1,61	18,9	30,4	8,79	1,9	35,9	33,4	-	-
	Группа Б														
8	Сушильный шкаф	1	8,7	8,7		0,7	0,95/0,33	5,6	1,8						
9	Печь сопротивления	10	28,5	285		0,7	0,95/0,33	200	66						
10	Вентилятор	2	2,8	5,6		0,65	0,8/0,78	3,6	2,8						
	Итого по группе Б	4	0,15/28,5	299,3	-	0,698	0,95/0,33	209,2	70,6	-	1	209,2	70,6	-	-
	Итого по отделению	32	0,15/28,5	387,2	-	0,589	0,91/0,44	228,1	101,0	-	-	245,1	104,0	266	405
														
	Итого по группе А цеха	130	0,15/50	1754	>3	0,238	0,64/1,20	416,9	503,9	58,5	1,2	500,3	503,9	-	-
	Итого по группе Б цеха	24	1,0/28,5	518	-	0,687	0,49/1,77	356,3	632,3	-	1	356,2	632,3	-	-
	Итого по цеху	154	0,15/50	2272	-	0,34	0,56/1,47	773,2	1136,2	-	-	856,6	1136,2	1433	2164

По справочникам находятся коэффициенты использования K_u и мощности $\cos \varphi$ и производится разделение цехов на группы А и Б (электроприемники цехов относят к соответствующим группам) в зависимости от коэффициента K_u .

Для каждого цеха, входящего в группу А, вычисляются средние активная P_c и реактивная Q_c нагрузки. Затем с использованием значений $n_{\text{э}}$ и K_u по кривым или таблицам находится коэффициент максимума K_m и определяются расчетные активная P_p и реактивная Q_p (с учетом величины числа $n_{\text{э}}$) нагрузки. Расчетная осветительная нагрузка P_{po} цеха вычисляется по выражению (3.5) с учетом площади производственной поверхности пола $F_{\text{ц}}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, а также удельной осветительной нагрузки P_{yo} и коэффициента спроса на освещение K_{co} . После суммирования нагрузок P_p и P_{po} с учетом нагрузки Q_p вычисляется полная расчетная низковольтная нагрузка цеха S_p . В группу А предприятия включают также электроприемники группы А подробно рассчитываемого цеха. Для этого из таблицы расчета электрических нагрузок цеха переписывается строка “Итого по группе А цеха” (без осветительной нагрузки).

После нахождения нагрузок всех цехов, отнесенных к группе А, рассчитывается строка “Итого по группе А 0,4 кВ”, в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности P_n , средние активные P_c и реактивная Q_c нагрузки и расчетные осветительные нагрузки P_{po} , а в графе 4 записываются наименьшие и наибольшие мощности $P_{н.э}$.

Далее вычисляются коэффициенты K_u , $\text{tg} \varphi$ и $\cos \varphi$, приведенное число электроприемников $n_{\text{э}}$ по (3.9) и находится коэффициент максимума K_m для электроприемников напряжением до 1000 В группы А всего предприятия. С учетом полученных значений $n_{\text{э}}$ и K_m определяются расчетные активная (без учета и с учетом осветительной нагрузки соответственно P_p и $P_p + P_{po}$) и реактивная Q_p .

Для каждого цеха, входящего в группу Б, коэффициент максимума $K_m = 1$. Остальные расчеты аналогичны.

К группе Б предприятия следует отнести также электроприемники группы Б подробно рассчитываемого цеха (переписывается строка “Итого по группе

Б цеха ”, которая дополняется расчетными данными осветительной нагрузки) и освещение территории предприятия. В конце расчета группы Б по предприятию заполняется строка “Итого по группе Б 0,4 кВ”.

Расчет низковольтных электроприемников предприятия заканчивается строкой “Итого по нагрузке 0,4 кВ”, в которой суммируются из итоговых строк номинальные активные мощности, средние и расчетные активные (без учета и с учетом осветительной нагрузки) и реактивные нагрузки, осветительная нагрузка, а также вычисляются средние значения коэффициентов K_u , $tg\varphi$, $\cos\varphi$ и полная расчетная нагрузка.

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 (трансформаторы дуговых электропечей, 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 так же, как и низковольтных. Методика расчета зависит от числа электроприемников, режима их работы, соотношения номинальных мощностей отдельных электроприемников (см. п. 3.4.1).

Расчетная реактивная нагрузка от синхронных двигателей принимается равной средней за наиболее загруженную смену, а от статических конденсаторов - номинальной мощности с пересчетом последней на фактическое напряжение сети. Реактивные нагрузки электроприемников, работающих 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 [6].

В общем случае для высоковольтных электроприемников должны быть получены три итоговые строки: “Итого по группе А”, “Итого по группе Б ” и “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_u , $tg\varphi$, $\cos\varphi$.

Пример расчета электрических нагрузок по предприятию дан в таблице 3.4.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов и затем с учетом потерь мощности в указанных 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 (ГПП) и расчете схем внешнего электропитания предприятия.

3.4.5. Расчет электрических нагрузок с использованием компьютерных технологий

В курсовом проекте компьютерные технологии возможно использовать при проведении расчета электрических нагрузок по цеху и предприятию. Объем таких расчетов определяются руководителем проекта. Алгоритм расчета и методические указания по использованию программ расчета и требования по оформлению находятся на кафедре.

3.4.6. Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

При проектировании системы электроснабжения на генплан предприятия (первый лист графической части формата А1) наносятся все производственные цехи с картограммой нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные в генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. При этом радиус окружности r_i и углы секторов в градусах α_{ni} , α_{vi} , α_{oi} для каждого цеха соответственно определяются:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (3.16)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{vi} = 360 \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}; \quad (3.17)$$

Таблица 3.4

№ п/п	Наименование цехов и узлов системы электро-снабжения промышленного предприятия	P_i , кВт	$P_{н.э}$, кВт	$n_{э}$	K_u	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	P_c , кВт	Q_c , квар	K_M	P_p , кВт	F_u^2 , $\frac{\text{м}^2}{\text{м}^2}$	P_{yo} , $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	K_{co}	P_{po} , кВт	$P_p + P_{po}$, кВт	Q_p , квар	S_p , кВт·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Нагрузка 0,4 кВ																
	Группа А																
1	Аппаратный цех	2380	47,6	50	0,5	0,75/0,86	1190	1047	1,11	1321	2560	15	0,85	33	1354	1047	1711
2	Штамповочный цех	3160	31,6	100	0,3	0,60/1,33	948	1260	1,09	1033	6130	10	0,85	52	1085	1260	1663
16	Склад продукции	65	8,5	10	0,1	0,80/0,75	8,5	6,4	2,42	20,6	2170	5	0,85	9,2	29,8	7,04	30,6
17	РМЦ (группа А)	1754	29,9	58,5	0,238	0,64/1,20	416,9	503,9	1,2	500,3	-	-	-	-	500,3	503,9	-
	Итого по группе А	28725	8,5...214	134	0,44	0,703/1,01	12756	12899	1,06	13521	-	-	-	557	14078	12900	-
	Группа Б																
3	Термический цех	3300	41,25	80	0,75	0,85/0,62	2475	1534	1	2475	4160	15	0,85	53	2528	1534	2957
8	Компрессорная станция	800	80	10	0,8	0,80/0,75	640	480	1	640	5440	5	0,85	23	663	480	818
17	РМЦ (группа Б)	518	21,6	24	0,687	0,49/1,77	356,3	632,3	1	356,3	900	15	0,85	11,5	367,8	632,3	-
	Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54400	1	0,6	33	33	-	33
	Итого по группе Б	10918	21,6...80	171	0,745	0,81/0,72	8131	5868	1	8131	-	-	-	232	8363	5868	-
	Итого по нагрузке 0,4 кВ	39643	8,5...214	305	0,567	0,74/0,90	20887	18767	-	21652	-	-	-	789	22441	18768	29254
	Нагрузка 10 кВ																
1	Компрессорная станция (СТД-14-36-12)	5040	630	8	0,8	0,90/-0,48	4032	-1935	1	4032	-	-	-	-	4032	-1935	4472
2	Кислородная установка (АН-2)	1500	250	6	0,8	0,88/0,54	1200	648	1	1200	-	-	-	-	1200	648	1363
3	Сталеплавильный цех (ЭТМПК-2700/10)	7200	1800	4	0,65	0,87/0,57	4680	2667	1	4680	-	-	-	-	4680	2667	5387
	Итого по нагрузке 10 кВ	13740	250...1800	18	0,721	0,99/0,14	9912	1380	1	9912	-	-	-	-	9912	1380	10008
	Итого по предприятию	53383	8,5...1800	323	0,577	0,84/0,65	30799	20174	-	31564	-	-	-	789	32353	20148	381113

где $P_{p.i}$, $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.voi}$ - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения, кВт;
 m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/м².

При выборе масштаба m и построении картограммы нагрузок нужно стремиться, чтобы величина самого большого радиуса на чертеже формата А1 не превышала 5...10 см.

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электроэнергии (активной мощности) предприятия, координаты которого равны:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (3.18)$$

где x_i, y_i - координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

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 станцию 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 последний обязательно должен смещаться в сторону источника питания, чтобы избежать обратных перетоков мощности: ЦРП рекомендуется располагать на уровне первых цехов предприятия.

Расчеты картограммы нагрузок следует сводить в таблицу 3.5.

Таблица 3.5

Номер цеха	$P_{p.i}$	$P_{p.ni}$	$P_{p.vi}$	$P_{p.voi}$	x_i	y_i	r_i	α_{ni}	α_{vi}	α_{oi}
	кВт	кВт	кВт	кВт	м	м	мм	град.	град.	град.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

3.5. Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия

Выбор трансформаторов существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения предприятия. В общем случае он представляет собой достаточно сложную задачу, которая может иметь не одно, а несколько решений. Из них следует выбрать наи-

лучшее. Основой расчетов при этом служит, как правило, технико-экономическое сравнение вариантов.

Цеховые трансформаторные подстанции могут быть электропечными, преобразовательными и понизительными общепромышленного назначения. Последние подстанции предназначены для понижения напряжения в большинстве случаев с 6 или 10 кВ на 0.4 или 0.69 кВ и являются основным видом, поэтому рассмотрим их выбор.

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены, и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов. Так, в цехе, занимающем значительную площадь, установка трансформаторов заведомо большей единичной мощности увеличивает длину питающих линий (расход цветного металла проводников) цеховой сети и потери электроэнергии в них.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{э.т}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 3.6 [17].

Таблица 3.6

Плотность электрических нагрузок цеха

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВ·А/м ²	0.05	0.08	0.15	0.25	0.35
Экономически целесообразная мощность одного трансформатора цеховой ТП $S_{э.т}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Здесь принято
$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.19)$$

где S_p - расчетная нагрузка цеха, кВ·А; $F_{ц}$ - площадь цеха, м².

Величина σ рассчитана в предположении равномерного распределения электрических нагрузок по площади цеха. Следует иметь в виду, что при единичной мощности трансформаторов более 1000 кВ·А, они не обладают достаточным токоограничивающим действием, и поэтому подключаемую к ним низковольтную аппаратуру нужно проверять на термическую и электродинамическую стойкости к токам к.з. По указанной причине иногда приходится ограни-

чивать мощность трансформаторов до 1000 кВ·А.

Иногда выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по описанному выше условию не получается. Например, расчетная нагрузка цеха, имеющая третью категорию по надежности, при плотности ее $0,15 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ составляет 380 кВ·А. Трансформатор мощностью 1000 кВ·А, который следует выбрать в данном случае в соответствии с табл. 3.6, здесь принят быть не может. Однако, учитывая данные табл. 3.6, нужно взять один трансформатор наибольшей мощности, т.е. 400 кВ·А. Выбирать другие трансформаторы – 2 шт. по 250 кВ·А или 3 шт. по 160 кВ·А - экономически нецелесообразно, так как их мощности еще более отличаются от 1000 кВ·А.

Таким образом, мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типогабаритов трансформаторов на предприятии и других факторов.

Расчетное число трансформаторов всех подстанций цеха (или части цеха) находим по выражению:

$$N = \frac{P_p}{K_{3,д} \cdot S_{н.т}}, \quad (3.20)$$

где P_p - расчетная активная нагрузка цеха (части цеха) от низковольтных потребителей, кВт; $K_{3,д}$ - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме; $S_{н.т}$ - выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВ·А. Принимаем ближайшее большее целое число N трансформаторов.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения [2, раздел 2-13].

Однотрансформаторные подстанции применяют для питания потребителей 3-й и иногда 2-й категории.

При питании потребителей 3-й категории коэффициент загрузки трансформаторов должен составлять 0,9-0,95.

При преобладании нагрузок 2-й категории и их резервировании по связям вторичного напряжения коэффициент загрузки $K_{3,д} = 0,7-0,8$.

Двухтрансформаторные подстанции применяют для питания потребителей 1-й и 2-й категорий. При преобладании нагрузок 2-й категории и при наличии складского резерва трансформаторов $K_{3,д} = 0,9-0,95$.

Трехтрансформаторные подстанции и подстанции с числом трансформаторов более 3 применяются редко (для питания потребителей особой группы 1-й категории, при большой концентрации потребителей, ограниченности свободных мест для расположения подстанций и т.п.). При этом в каждом конкретном случае необходимо технико-экономическое обоснование данного варианта. Наибольшая нагрузка трансформаторов трехтрансформаторной подстанции должна быть не более 0,93 (при питании от трех независимых источ-

ников и взаимном резервировании трансформаторов). Загрузка трансформаторов в нормальном режиме выбирается такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшиеся в работе трансформаторы имели перегрузку не более допустимой. Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме не должен превышать 1,3-1,4. Согласно ГОСТ 14209-97 “Трансформаторы силовые, масляные, общего назначения. Допустимые нагрузки”, послеаварийные перегрузки силовых трансформаторов необходимо определять следующим образом. Допустимая послеаварийная перегрузка трансформаторов с масляными системами охлаждения типов М, Д, ДЦ, Ц принимается в зависимости от температуры охлаждающего воздуха и суточной продолжительности перегрузки. При выборе мощности трансформаторов расчетную суточную продолжительность послеаварийной перегрузки трансформаторов принимают при односменной работе - 4 ч, при двухсменной- 8 ч, при трехсменной - 12-24 ч.

Допустимые послеаварийные перегрузки трансформаторов определяют по табл. 3.7, а с учетом вида их установки [17].

Таблица 3.7

Допустимые послеаварийные перегрузки трансформаторов (в долях номинального тока) при предшествующей нагрузке, не превышающей 0,8 (ГОСТ 14209-97)

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузки в зависимости от эквивалентной годовой температуры окружающего воздуха, С									
	-10		0		10		20		30	
	М,Д	Д,Ц	М,Д	Д,Ц	М,Д	Д,Ц	М,Д	Д,Ц	М,Д	Д,Ц
0,5	2,0	1,8	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5
1,0	2,0	1,7	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5	1,9	1,5
2,0	2,0	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,6	1,4
4,0	1,7	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
6,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
8,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3
12,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3
24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3

Примечания: 1. Для трансформаторов, установленных на открытом воздухе, в зависимости от эквивалентной годовой температуры охлаждающего воздуха района размещения подстанций (табл. 3.8). В последней таблице приведены данные только для нескольких населенных пунктов России [17].

2. Для трансформаторов, установленных в закрытых камерах или не отапливаемых помещениях (цехах), - по эквивалентной годовой температуре 10 С.

3. Для внутрицеховых подстанций, устанавливаемых в отапливаемых цехах, - по эквивалентной годовой температуре 20 С.

Допустимые перегрузки сухих трансформаторов меньше, чем масляных, и не должны превышать 30% номинальной нагрузки.

Таблица 3.8 - Эквивалентная годовая температура пункта

Населенный пункт	Эквивалентная годовая температура, С
Курган	8,8
Тюмень	8,6
Челябинск	9,2
Омск	8,4
Екатеринбург	7,8

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

$$M_0 = \frac{N}{n}, \quad (3.21)$$

где n - количество трансформаторов на одной подстанции.

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

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети 6 или 10 кВ в сеть напряжением ниже 1000 В. Для одной ТП:

$$Q_{1pi} = \sqrt{(n_i \cdot K_{3.di} \cdot S_{n.mi})^2 - P_{pi}^2}, \quad (3.22)$$

где n_i - число трансформаторов цеховой ТП; $K_{3.di}$ - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме; $S_{n.mi}$ - номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП; P_{pi} - расчетная активная нагрузка на ТП.

Величина $K_{3.di}$ должна быть равной:

0,95- для одиночных трансформаторов без резервирования;

0,7- при взаимном резервировании двух трансформаторов;

0,93- при взаимном резервировании трех трансформаторов, питающихся от трех независимых источников.

Величина Q_{1pi} - является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_{li} не равна ей.

$$Q_{pi} = \begin{cases} Q_{1pi}, & \text{если } Q_{1pi} < Q_{pi} \\ Q_{pi}, & \text{если } Q_{1pi} \geq Q_{pi} \end{cases} \quad (3.23)$$

где Q_{pi} - расчетная реактивная нагрузка на ТП.

При $Q_{1pi} < Q_{pi}$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку, и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низшего напряжения ТП. Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ki} = Q_{pi} - Q_{1i}, \quad (3.24)$$

и они должны устанавливаться на ТП обязательно. Следует иметь в виду, что в разделе “Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности” определяется дополнительная мощность конденсаторов, которые могут быть установлены на стороне низшего напряжения той же ТП.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно равны:

$$K_{3.n} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{1i}^2}}{n_i \cdot S_{n.mi}}; \quad K_{3.n} = \frac{S_{p.mi} \cdot n_i}{(n_i - 1) \cdot S_{n.mi}}, \quad (3.25)$$

где n_i - число взаимно резервированных трансформаторов цеховой ТП; $S_{p.mi}$ - полная расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор ТП (при условии равномерной загрузки всех трансформаторов ТП).

Для цеха, имеющего нагрузку 1-й и 2-й категорий, в котором должно быть установлено M двухтрансформаторных подстанций с трансформаторами одинаковой мощности, можно принять

$$S_{p.mi} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_1^2}}{2M}, \quad (3.26)$$

где Q_1 - реактивная мощность, меньшая из двух: либо расчетной реактивной нагрузки цеха (части цеха) Q_p , либо расчетной величины

$$Q_{1.p} = \sqrt{(2M \cdot K_{3.di} \cdot S_{n.mi})^2 - P_p^2}. \quad (3.27)$$

В пояснительной записке к проекту приводятся подробные расчеты по выбору трансформаторов одного из цехов (ремонтно-механического или электро-ремонтного), а остальные расчеты по выбору трансформаторов сводятся в таблицы 3.9, 3.9, а; 3.9, б. Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП с учетом и без учета соответствующей нагрузки можно привести в виде итоговых данных в колонках 22...25 этой расчетной таблицы. Каталожные данные для силовых трансформаторов можно найти в справочниках [2, раздел 2-42; 5, раздел 17-8]. При глухом заземлении нейтрали сети напряжением до 1000 В следует принимать трансформаторы со схемой соединения обмоток «треугольник – зигзаг» при их мощности до 250 кВ·А включительно и со схемой соединения обмоток «треугольник – звезда» при мощности трансформаторов 400 кВ·А и выше.

Таблицы 3.9 - Расчетные данные по выбору трансформаторов цеховой ТП

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Номер цеховой ТП	Порядковый номер цеха (участка, отделения)	Категория потребителей по надежности электроснабжения	Расчетная активная нагрузка P_p , кВт	Расчетная реактивная нагрузка Q_p , квар	Полная расчетная нагрузка S_p , кВ·А	Площадь цеха $F_{ц} \cdot 10^3$, м ²	Удельная плотность нагрузки δ , кВА/м ²	Экономически целесообразная мощность трансформатора $S_{э.т.}$, кВ·А	Тип трансформатора

Таблица 3.9, а - Расчетные данные по выбору трансформаторов цеховой ТП

11	12	13	14	15	16	17	18
Номинальная мощность трансформатора $S_{нпг}$, кВА	Кол-во трансформаторов на ТП n_i , штук	Допустимый коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зд}$	Возможная реактивная нагрузка трансформаторов $Q_{пр}$, квар	Допустимая реактивная нагрузка трансформаторов Q_t , квар	Мощность конденсаторных батарей $Q_k = Q_p - Q_{tk}$, квар	Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме $K_{зн}/K_{зп}$	Потери холостого хода трансформатора $\Delta P_{хх}$, кВт

Таблица 3.9, б - Расчетные данные по выбору трансформаторов цеховой ТП

19	20	21	22	23	24	25	26
Потери короткого замыкания трансформатора $\Delta P_{кз}$, кВт	Ток холостого хода трансформатора $I_{хх}$, %	Напряжение короткого замыкания трансформатор $U_{кз}$, %	Потери активной мощности в трансформаторах ΔP_t , кВт	Потери реактивной мощности в трансформаторах ΔQ_t , квар	Активная мощность, потребляемая трансформаторами $P_p + \Delta P_t$, кВт	Реактивная мощность, потребляемая трансформаторами $Q_t + \Delta Q_t$, квар	Полная мощность, потребляемая трансформаторами S_p , кВ·А

Данная рекомендация определяется в основном надежностью действия релейной защиты от однофазных коротких замыканий в сетях напряжений до 1000 В.

Местоположение подстанций следует выбирать по возможности ближе к центрам электрических нагрузок. Однако при этом следует 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 с точки зрения расхода проводникового материала и потерь электроэнергии в питающих сетях является внутрицеховая трансформаторная подстанция. Располагаются такие ТП 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 сооружение их возможно не во всех цехах.

Встроенные ТП являются менее экономичными, чем внутрицеховые. Они располагаются внутри цеха в специальных помещениях, обычно у наружных стен здания. Следующая разновидность ТП – встроенные, которые сооружаются снаружи, у стен зданий цехов, и в конструктивном отношении могут быть как закрытыми, так и открытыми.

Наименее экономичными как по капитальным затратам, так и эксплуатационным расходам являются отдельно стоящие ТП. 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 ТП должно быть обосновано технически, либо технико-экономически.

При выборе ТП следует учитывать рекомендации относительного числа типогабаритов трансформаторов на одном предприятии: их число не должно превышать 3-4. Это существенно сокращает резерв и упрощает эксплуатацию трансформаторов, что особенно важно для небольших предприятий.

На промышленных предприятиях для установки цеховых ТП применяют три типа понижающих трансформаторов общепромышленного назначения: масляные, совтоловые и сухие [2]. Выбор их зависит от условий установки охлаждения, состояния окружающей среды и т.п. Для наружной установки применяют масляные трансформаторы (типа ТМ), которые в данном случае оказываются наиболее экономичными. В загрязненных зонах предприятий при наружной установке используются трансформаторы с усиленной изоляцией вводов.

Для внутренней установки применяют масляные трансформаторы типов ТМ и ТМЗ. Трансформаторы типа ТНЗ, заполненные негорючей жидкостью-совтолом, изготавливают на мощности 630-2500 кВ·А. Сухие трансформаторы типов ТС и ТСЗ применяют ограниченно, в основном на мощности 250-400 кВ·А, а в некоторых случаях до 1000 кВ·А включительно и там, где установка

масляных трансформаторов недопустима по условиям пожарной безопасности, а установка совтоловых трансформаторов - из-за токсичности в случае аварии (например, в административных зданиях, театрах и т.д.). Сухие трансформаторы неустойчивы к грозовым перенапряжениям, их нужно устанавливать в сухих непыльных помещениях.

Сухие и совтоловые трансформаторы в 2,5-3 раза дороже масляных, что и определяет их масштабы использования на производстве. К достоинствам сухих и совтоловых трансформаторов относят возможность их установки как в подвалах, так и на любых этажах производственных зданий.

При выборе ТП часто намечаются несколько вариантов, поэтому в общем случае следует провести их технико-экономическое сопоставление и принять наилучший из них. Учитывая значительный объем расчетов при выполнении курсового проекта, указанные технико-экономические расчеты можно не выполнять, а просто принять по техническим преимуществам один из намеченных вариантов.

При выборе цеховых ТП часто возникает вопрос: ставить ТП в данном цехе, либо запитать цех от соседней ТП, установив лишь низковольтный распределительный пункт? Решение зависит от величины нагрузки, расстояния от соседней ТП, стоимости электроэнергии и т.д. В общем случае следует провести технико-экономическое сравнение вариантов. При выборе можно использовать следующее положение. Для двух уровней напряжения 6 (или 10) и 0,38 кВ при стоимости потерь мощности 60 руб./кВт (в ценах 1985г.) питание от соседней ТП и установка РПН в цехе экономически выгодны, если выполняется соотношение:

$$S_p \cdot l \leq 15000 \text{ кВ}\cdot\text{А}\cdot\text{м}, \quad (3.28)$$

где S_p - полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А; l - расстояние от РПН цеха до соседней ТП, м (определяется по длине траншеи кабельной линии).

Если в здании имеются цехи с небольшой нагрузкой (расчетная активная нагрузка составляет несколько сотен кВт) и в соседних цехах предусмотрена установка трансформаторных подстанций, то следует рассмотреть возможность установки своих трансформаторных подстанций, либо выполнения в этих цехах низковольтных распределительных пунктов, используя приведенное выше правило. Результаты нужно свести в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 - Перечень низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер низковольтного РПН	Произведение $S_p \cdot l$, кВ·А·м
1	2	3

При выборе трансформаторов цеховых ТП в некоторых случаях для уменьшения мощности этих трансформаторов следует использовать низковольтные переключатели от распредустройств ближайших ТП с целью резервиро-

вания потребителей 1-й и 2-й категорий небольшой мощности (15-25% мощности нагрузки цеха).

В качестве примера рассмотрим выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП станкостроительного завода. Для этого нарисуем генеральный план завода (рис. 3.1) и на нем для каждого цеха приведем следующие данные: расчетную активную нагрузку P_p , удельную плотность нагрузки σ и категорию по надежности нагрузки. Указанные данные могут быть представлены также в виде таблицы (табл.3.11), однако такое представление имеет меньшую наглядность при выборе цеховых ТП.

В результате принято 4 типогабарита трансформаторов мощностью 160, 250, 400 и 1000 кВ·А. Типы трансформаторов: ТМ, ТМЗ и ТНЗ. В электроцехе, ремонтно- механическом и в других цехах предусмотрены комплектные трансформаторные подстанции.

Следует иметь в виду, что в 11-м и 13-м цехах предусмотрена установка низковольтных распределительных пунктов, подключенных к ТП соответственно 10-го и 8-го цехов. Это позволяет не только запитать электроприемники 11-го и 13-го цехов, но и иметь необходимый резерв для потребителей 1-й категории с целью обеспечения соответствующей надежности электроснабжения.

Для питания потребителей 4, 5, 8... 11 и 13...16-го цехов было рассмотрено несколько вариантов и принят в каждом случае один из них. Напомним, что при выполнении курсового проекта соответствующие расчеты по данному разделу следует сводить в таблицы 3.9 и 3.10. На рис. 3.2 в качестве примера приведен генплан предприятия с указанием на нем местоположения ГПП, ТП, РП, РПН и связями между ними.

В заключении отметим, что в практике проектных организаций выбор трансформаторов цеховых ТП осуществляется по средней нагрузке за наиболее загруженную смену [2]. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов. 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 практически не используются. При возрастании же нагрузки трансформаторы могут быть заменены на другие, имеющие на ступень большую мощность, так как фундаменты под них предусматриваются еще на стадии проектирования. Однако при точном определении ожидаемых электрических нагрузок теоретически правильно выбирать трансформаторы нужно по расчетной (максимальной) мощности [17].

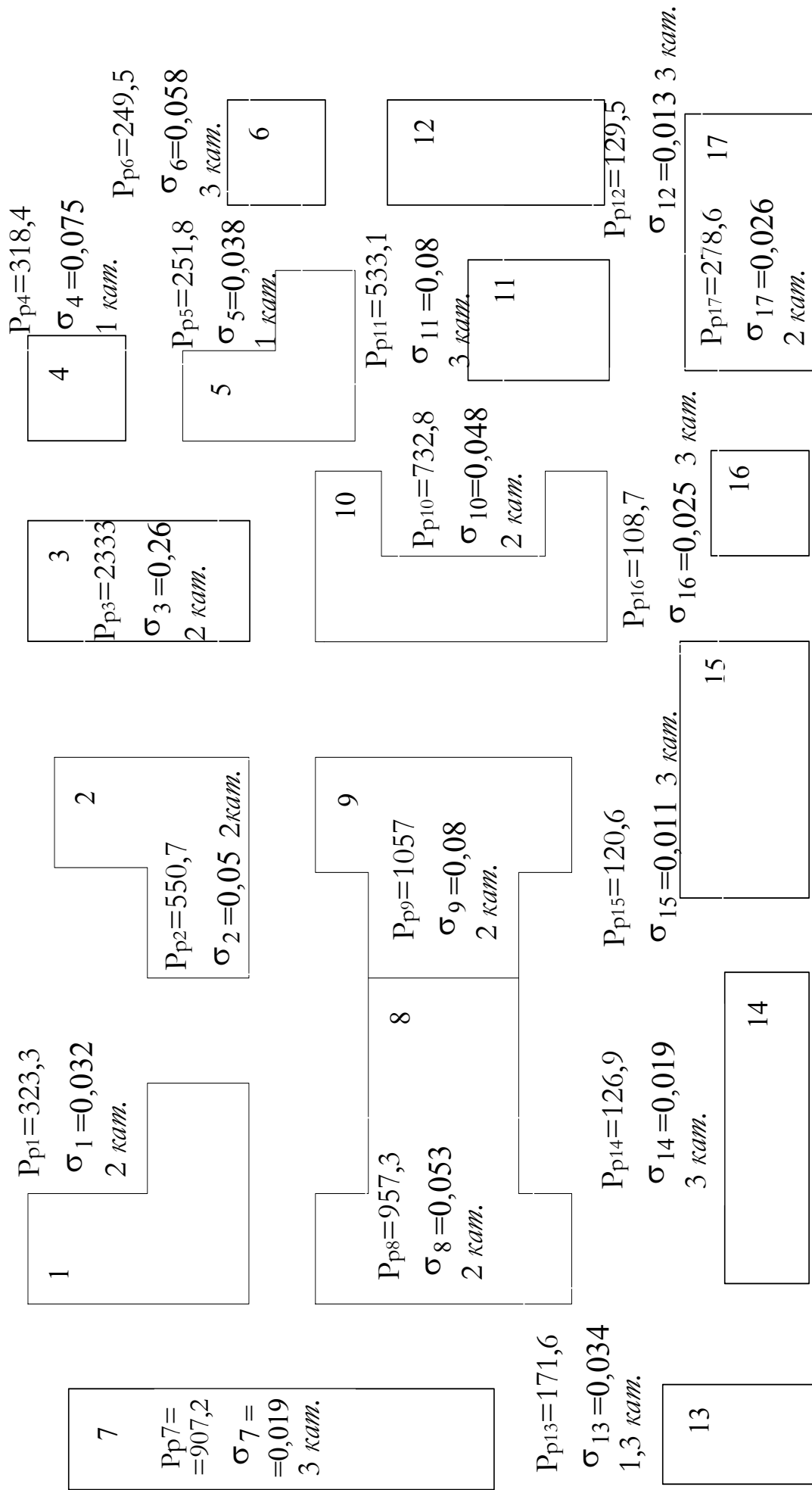


Рис. 3.1. Генплан предприятия с указанием данных для выбора трансформаторов цеховых ТП

Таблица 3.11 - Выбор трансформаторов цеховых подстанций

Номер цеха	Наименование цеха	Удельная плотность нагрузки σ , кВ·А/м ²	Расчетная активная нагрузка P_p , кВт	Категория по надежности электроснабжения	Принято		
					Мощность трансформатора подстанции	Число трансформаторов на подстанции	Количество подстанции
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Инструментальный	0,032	323,3	2	250	2	1
2	Термический	0,050	550,7	2	400	2	1
3	Литейный	0,026	2333	2	1600	2	1
4	Насосная	0,075	318,4	1	250	2	1
5	Компрессорная	0,038	251,8	1	250	2	1
6	Электроцех	0,058	249,5	3	250	1	1
7	Склад готовой продукции	0,019	907,2	3	250	1	1
8	Сборочный	0,053	957,3	2	400	2	2
9	Токарно механический	0,080	1054	2	400	2	2
10	Кузнечный	0,048	732,8	2	250	2	2
11	Ремонтно-механический	0,080	533,1	3	400	1	1
12	Склад оборудования	0,013	129,5	3	160	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 лаборатории	0,026	278,6	2	250	2	1

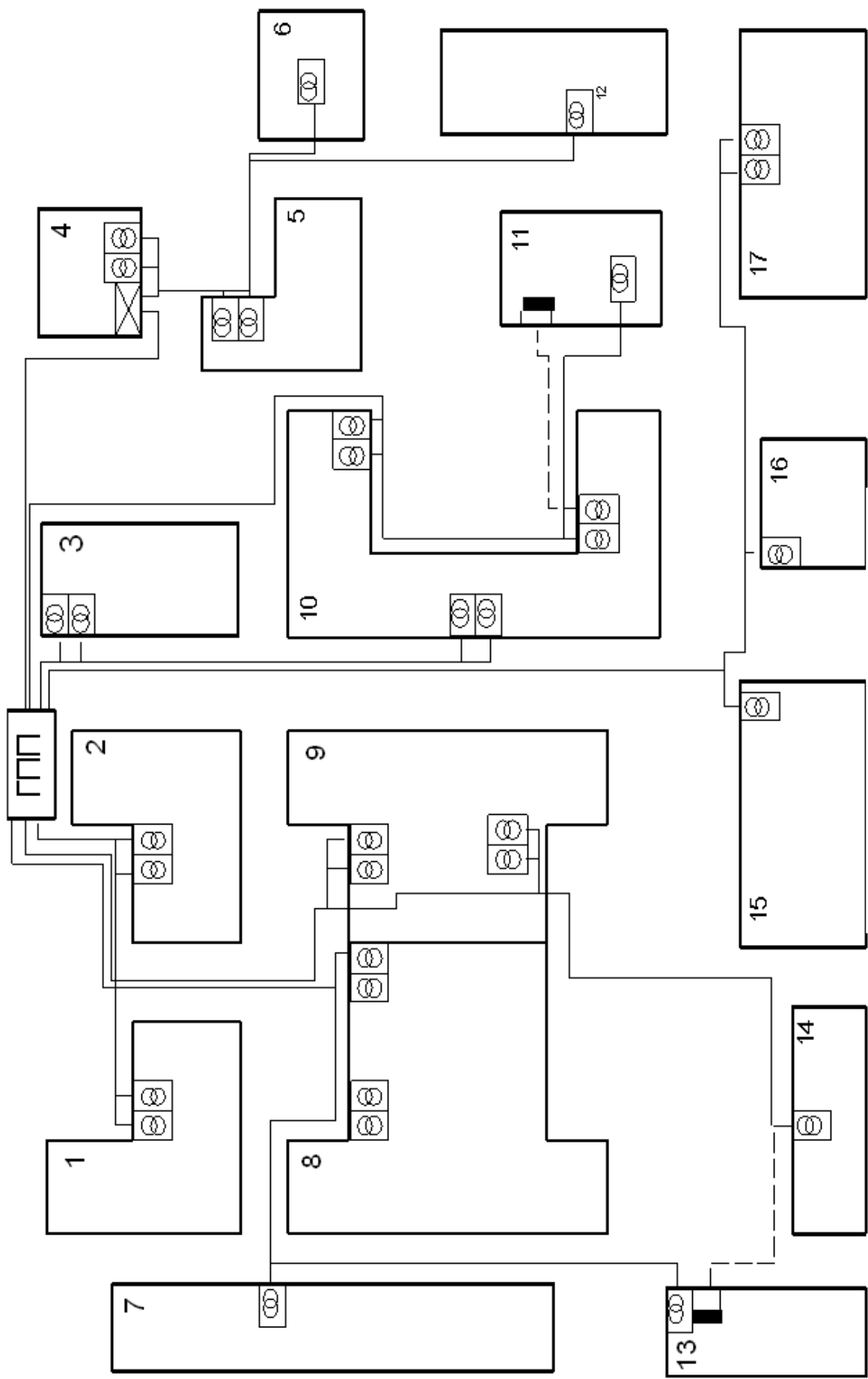


Рис. 3.2. Генплан предприятия

3.6 Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения в них, расстоянием от ГПП до источников, возможностью сооружения воздушных 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 (величины) рационального напряжения, которую возможно оценить по формуле Илларионова:

$$U_{рац.i} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_i} + \frac{2500}{P_{p.n}}}}, \text{ кВ}, \quad (3.29)$$

где L_i - длина питающей ГПП линии, км; $P_{p.n.}$ - расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, МВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия

$$P_{p.n} = P_{p.n} + P_{p.o} + P_{p.в} + \Delta P_{m.\Sigma}, \quad (3.30)$$

где $P_{p.n}$ - расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; $P_{p.o}$ - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, в которую входит внутрицеховое и наружное освещение; $P_{p.в}$ - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными и асинхронными двигателями, преобразовательными подстанциями и т.п.; $\Delta P_{p.\Sigma}$ - 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 [17]:

$$S_{p.ni} = \sqrt{P_{p.n}^2 + Q_{эci}^2}, \quad (3.31)$$

где $Q_{эci}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [6; 17].

В проекте величину $Q_{эci}$ допускается рассчитывать с помощью формулы:

$$Q_{эci} = P_{p.n} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (3.32)$$

где коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi_i$ находится из табл. 3.12 [17].

Таблица 3.12 - Приближенное значение коэффициента мощности

Напряжение сети, кВ	35	110	220 и более
$\text{tg}\varphi_i$	0.27	0.31	0.42

При наличии одной ГПП и отсутствии электрической связи с другими источниками трансформаторы ГПП питают всю нагрузку предприятия. На ГПП устанавливается обычно 2 силовых трансформатора. Это, как правило, обеспечивает необходимую надежность питания при достаточно простой схеме и конструкции понизительной подстанции. На таких ГПП мощность трансформаторов выбирается равной примерно 0,7...0,8 суммарной нагрузки предприятия. Номинальная мощность каждого $S_{н.т}$ трансформатора определяется из соотношения:

$$S_{т.г} = S_{р.п1} / (nK_{зд}) \quad \text{и} \quad S_{н.т.} \geq S_{т.г}, \quad (3.33)$$

где $n = 2$ - число трансформаторов ГПП; $K_{зд} = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

Отметим, что различие полных расчетных нагрузок предприятия $S_{р.п1}$ и $S_{р.п2}$ в рассматриваемых вариантах незначительно и практически не влияет на выбор мощности трансформаторов, поэтому примем и будем использовать в расчетах наибольшую величину из них.

Однотрансформаторные ГПП применяются редко, и их можно проектировать в следующих случаях:

- при возможности осуществления автоматического резервирования от других источников питания потребителей 1 категории, в том числе электроприемников особой группы;
- при наличии резервного источника для питания всех основных потребителей предприятия при длительном выводе из работы питающей линии или трансформатора ГПП;
- при возможности быстрой замены или ремонта поврежденного трансформатора ГПП для восстановления нормальной схемы электроснабжения предприятия.

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

- при наличии резкопеременных и ударных нагрузок и необходимости выделения их питания (прокатное производство, кузнечно-прессовые цехи дуго-сталеплавильные печи и т.д.);
- при концентрированных нагрузках, когда двухтрансформаторные ГПП невозможно применить по схемным либо конструктивным соображениям;
- при явных экономических преимуществах выполнения трех трансформаторных ГПП, обусловленных, например, упрощением схемных решений или

условиями дальнейшего роста нагрузок и развития ГПП предприятия.

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 МВ·А.

Промышленные предприятия получают электрическую энергию, как правило, от районных понижающих подстанций энергосистемы 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, воздушные и кабельные линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до предприятия и коммутационные аппараты отходящих линий этой подстанции.

При рассмотрении вариантов внешнего электроснабжения необходимо выбрать схемы на два напряжения, отвечающие требованиям надежности электроснабжения проектируемого предприятия, его технологическим особенностям и условиям окружающей среды [6, с. 20...22]. Для каждого варианта вычерчиваются однолинейные электрические схемы, на которых показывается коммутационная аппаратура подстанции энергосистемы, воздушные или кабельные линии электропередачи, элементы ГПП или ЦРП, а именно: коммутационная защитная аппаратура на стороне высшего напряжения, силовые трансформаторы, 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 и выключателей - тип привода. Пример схемы внешнего электроснабжения предприятия показан на рис. 3.3.

3.7 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения предприятия

Технико-экономическое обоснование схемы покажем на примере одного предприятия. Пусть для варианта с напряжением 35 кВ на ГПП выбраны два трансформатора типа ТРДН-25000/35 с коэффициентами загрузки в нормальном режиме $K_{з.н} = 0,655$. и послеаварийном $K_{з.п.} = 1,31$.

При сравнении вариантов внешнего электроснабжения необходимо решать следующие вопросы.

1. Определить потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Параметры трансформаторов ТРДН-25000/35 [5]: $\Delta P_{xx} = 29$ кВт;

$\Delta P_{кз} = 120$ кВт, $i_{xx} = 0,75\%$; $u_k = 10,5\%$.

1.1. Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n (\Delta P_{xx} + K_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (29,0 + 0,665^2 \cdot 120,0) = 161,0 \text{ кВт}; \quad (3.34)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= n \cdot (i_{xx} / 100) \cdot S_{н.т.} + K_{з.н.}^2 \cdot (u_k / 100) \cdot S_{н.т.} = \\ &= 2 \cdot ((0,75/100) \cdot 25000 + 0,665^2 (10,5/100) \cdot 25000) = 1890 \text{ квар}. \end{aligned} \quad (3.35)$$

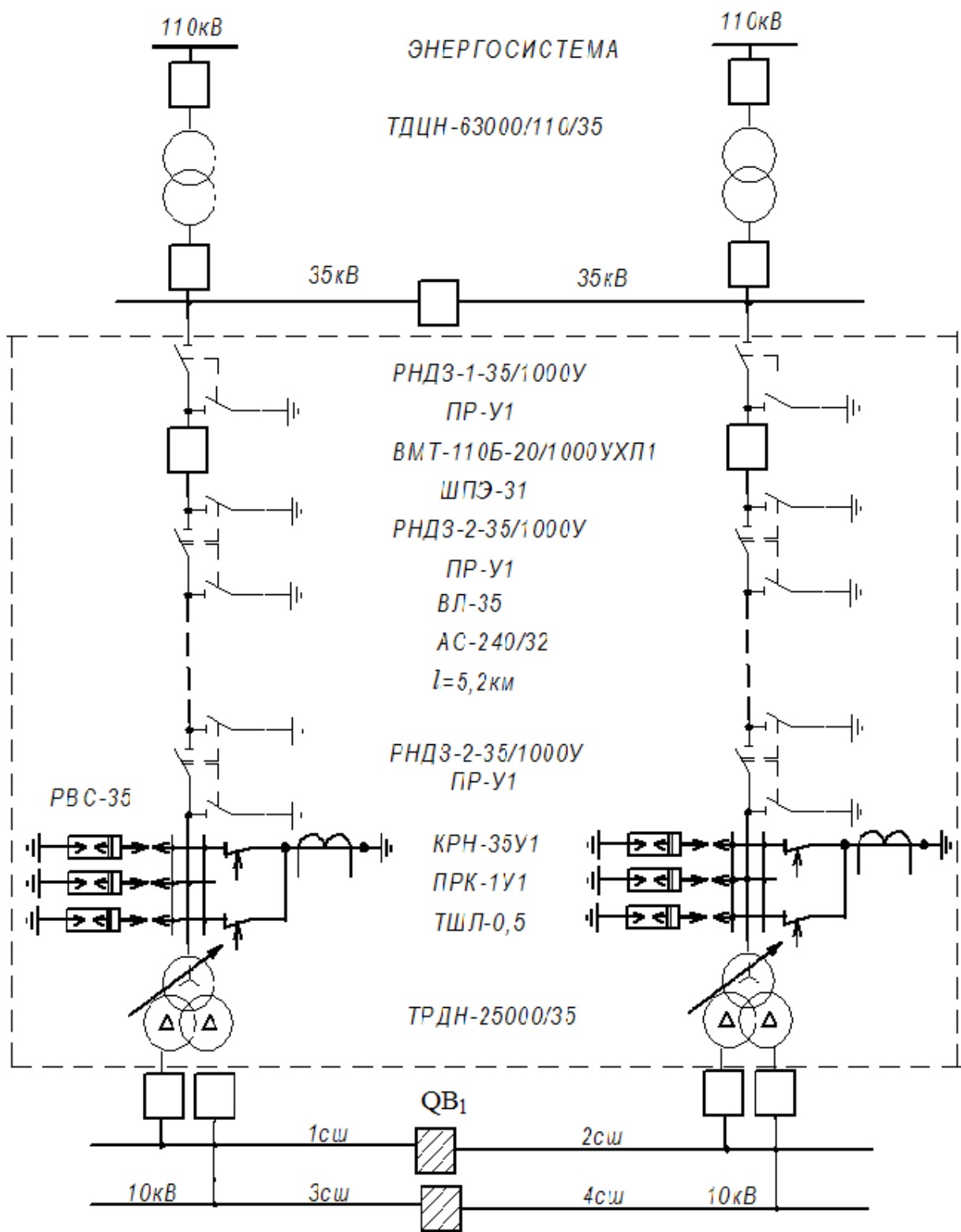


Рис. 3.3. Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжении 35 кВ

1.2. Потери энергии в трансформаторах

$$\Delta \mathcal{E}_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) = 2 \cdot (29 \cdot 8760 + 0.655^2 \cdot 120 \cdot 4900) = 504 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.36)$$

где τ - годовое число максимальных потерь, определяемое из соотношения

$$\tau = (0.124 + T_M / 10^4)^2 \cdot T_T. \quad (3.37)$$

В последнем выражении T_M - годовое число часов использования полу- часового максимума активной нагрузки [2]; $T_T = 8760$ часов - годовое число часов работы предприятия.

2. Рассчитать линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии:

$$S_{пл} = \sqrt{(P_{рл} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2} = \sqrt{(30,9 + 0,161)^2 + 10,55^2} = 32,8 \text{ МВ}\cdot\text{А}. \quad (3.38)$$

Расчетный ток одной линии напряжением 35 кВ

$$I_{рл} = \frac{S_{пл}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_n} = \frac{32800}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 251 \text{ А}. \quad (3.39)$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{утяж} = 2 \cdot I_{рл} = 2 \cdot 251 = 502 \text{ А}. \quad (3.40)$$

Сечение проводов линии F_3 находим по экономической плотности тока ($j_3 = 1,1 \text{ А} / \text{мм}^2$, [3, табл. 2-35/])

$$F_3 = I_{рл} / j_3 = 251 / 1,1 = 288 \text{ мм}^2. \quad (3.41)$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС-185/24 имеет длительно допустимый ток $I_{доп} = 520 \text{ А}$ [7] и удельное сопротивление $R_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,409 \text{ Ом/км}$ [9]. Выбранный провод воздушной линии не должен быть проверен на коронирование.

Проверяем выбранный провод по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{доп} = 520 \text{ А} > I_{утяж} = 502 \text{ А}. \quad (3.42)$$

Потери активной энергии проводах линии за год

$$\Delta \mathcal{E}_л = n \cdot (3 \cdot I_{рл}^2 \cdot R_0 \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 251^2 \cdot 0.159 \cdot 9 \cdot 4900) = 2,65 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (3.43)$$

3. Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП. В задании на проектирование указана мощность короткого замыкания и считается, что на питающей подстанции энергосистемы есть напряжения 220, 110, 35 и 10 или 6 кВ. При выборе вариантов схем внешнего электроснабжения были приняты два напряжения (см. п. 3.6): одно - больше рационального напряжения $U_{рац.i}$, имеется на подстанции энергосистемы, а другое, меньшее - получается с помощью понижающего трансформатора, установленного на той же подстанции. Соотношение мощностей понижающего трансформатора энергосистемы и трансформатора ГПП должно быть таким: $S_{н.м}^{эс} \geq 2,5 \dots 3 S_{н.м}^{2nn}$, а в случае сооружения на предприятии ЦРП - $S_{н.м}^{эс} > 2,5 \dots 3 P_{р.л}$. Для рассматриваемого примера (рис.3.3) для питающей подстанции энергосистемы выбираем трансформатор ТДЦН-63000/110/35 с напряжением короткого замыкания. $u_k = 10,5\%$ [5].

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рис. 3.4.

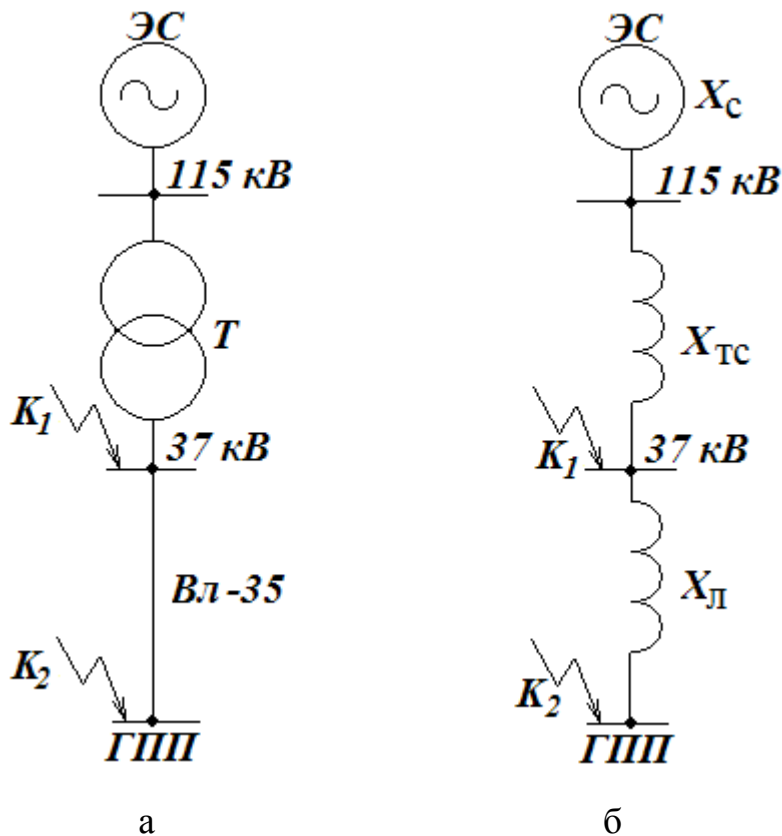


Рис. 3.4. Схемы расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения при приближенном приведении в относительных единицах. При мощности короткого замыкания энергосистемы $S_k = 2500 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ и выбранной базисной мощности $S_B = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ за базисное напряжение принимаем среднее номинальное напряжение $U_B = 37 \text{ кВ}$ (ГОСТ 27514-87, с. 6).

Сопротивление системы в относительных единицах

$$X_{*CB} = S_B / S_k = 1000 / 2500 = 0,4. \quad (3.44)$$

Сопротивление трансформатора энергосистемы равно

$$X_{*TC} = (u_k \% / 100\%) \cdot S_6 / S_{HT} = (10,5 \cdot 1000) / 100 \cdot 63 = 1,67. \quad (3.45)$$

Сопротивление воздушной линии 35 кВ равно

$$X_{*LB} = X_0 \cdot l \cdot S_6 / U_6^2 = 0,4 \cdot 9 \cdot 1000 / 37^2 = 2,63. \quad (3.46)$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_1 (рис. 3.4).

Суммарное сопротивление для этого случая равно

$$X_{*1} = X_{*c} + X_{*T.c} = 0,4 + 1,67 = 2,07. \quad (3.47)$$

Ток короткого замыкания в точке K_1 (периодическая составляющая $I_{пт}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания и равной ее начальному значению $I_{пт,0}$).

$$I_{K1} = I_{пт} = I_{пт,0} = I_B \cdot (1/x_1) = S_B / (\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1) = 1000 / \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 2,07 = 7,5 \text{ кА.} \quad (3.48)$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,5 = 19,03 \text{ кА,} \quad (3.49)$$

где $k_y = 1,8$ [4] - ударный коэффициент.

Апериодическая составляющая тока к.з.

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (3.50)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей; для установок напряжением выше 1000 В величина $T_a = 0,05$ с [2, с. 119].

Расчет тока короткого замыкания в точке K_2 производится аналогично.

При расчете тока к.з. для варианта с напряжением 110 кВ параметры понижающего трансформатора энергосистемы не учитываются, так как питание промышленного предприятия осуществляется с шин напряжением 110 кВ питающей подстанции энергосистемы.

При оформлении пояснительной записки допускается расчет токов короткого замыкания в схеме внешнего электроснабжения для основного варианта приводить в разделе "Расчет токов короткого замыкания", а при выборе электрооборудования по данному варианту ссылаться на соответствующие расчетные данные этого раздела. Для второго варианта, который не будет принят, расчет токов к.з. следует приводить в данном разделе.

4. Выбираем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП или ЦРП.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам [9, с. 364]:

1) номинальному напряжению

$$U_n \geq U_c; \quad (3.51)$$

2) номинальному току

$$I_n \geq I_{раб.утяж.}, \quad (3.52)$$

где $I_{раб.утяж.}$ - рабочий ток через выключатель в наиболее тяжелом режиме

$$I_{раб.утяж.} = 1,4 S_{гпп}^{н,т} / \sqrt{3} \cdot U_n; \quad (3.53)$$

3) номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному

$$I_{п,0} \leq I_{дин.}; \quad (3.54)$$

- асимметричному

$$i_{уд. макс.} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п,0} \leq I_{дин. макс.} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин.}; \quad (3.55)$$

4) номинальному току отключения

- симметричному

$$I_{пт} \leq I_{отк.}; \quad (3.56)$$

- асимметричному

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \cdot (1 + \beta_n / 100), \quad (3.57)$$

где β_n - процентное содержание аperiodической составляющей в токе к.з., которое определяется по зависимости $\beta_n = f(\tau)$ (рис.3.5).

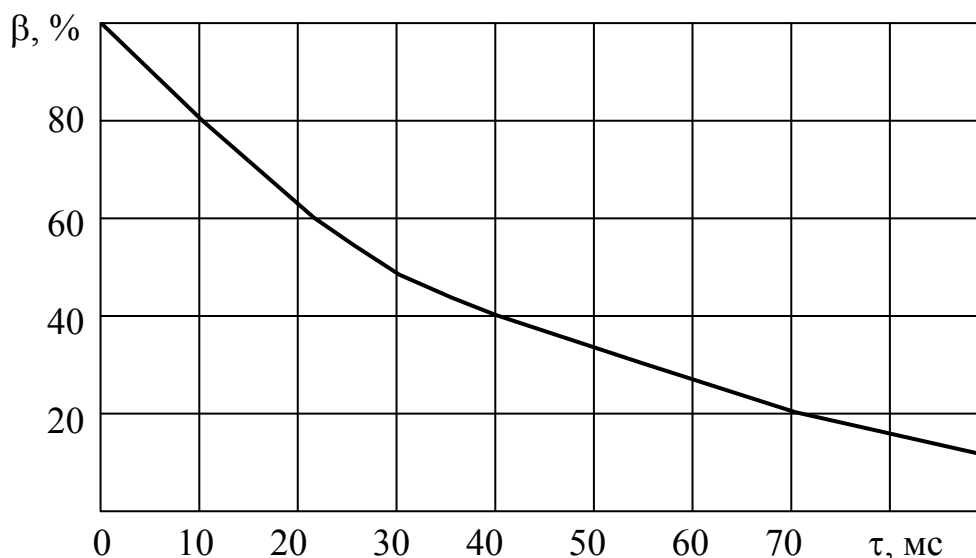


Рис. 3.5. Кривая процентного содержания аperiodической составляющей тока короткого замыкания

Здесь $\tau = t_{з.мин.} + t_B$ - время от начала короткого замыкания до отключения выключателя; $t_{з.мин.} = 0,01с.$ - минимальное время действия релейной защиты; t_B - собственное время отключения выключателя по каталогу или справочнику;

5) тепловому импульсу тока к.з. (интеграл Джоуля):

$$W_k = I_{пт}^2 \cdot (t_з + t_B + T_a) \leq I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = W_{к.доп.} \quad (3.58)$$

Паспортные данные для выключателей $I_n, I_{дин}, I_{отк.}, I_{тер.}, t_{тер.}, t_B$ приведены в справочниках [2, 8, 12].

Разъединители и отделители выбираются по номинальному напряжению $U_c \leq U_n$, номинальному длительному току ($I_{раб.утяж} \leq I_n$), а в режиме к.з. проверяются по электродинамической ($i_{уд. макс.} \leq I_{дин}$) и термической ($W_k \leq W_{к.доп.}$) стойкости. Условия выбора короткозамыкателей аналогичны выбору разъединителей и отделителей за исключением проверки по номинальному току. Паспортные данные указанных аппаратов приведены в справочниках [2, 8, 12].

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжения выбираются разрядники [9, 12], ограничители перенапряжения ОПН [19].

Результаты выбора и проверки аппаратов по каждому виду рекомендуется сводить в таблицу 3.13.

Таблица 3.13 - Выбор аппаратов

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
1	2	3

Таблица 3.14 - Результаты технико-экономического расчета для варианта 35 кВ

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капиталовложения К, тыс.руб.	Отчисления, Е, о.е	Затраты КЕ, тыс.руб.	Потери электроэнергии, ΔЭ, кВт*ч	Стоимость потерь электроэнергии, Сэ, тыс.руб.
1	Разъединитель РНДЗ-2-35У/1000У	полюс	12	0,145	2,65	0,193	0,495	-	-
2	Выключатель ВМУ-35Б-20/1000У	шт.	2	3,2	19,2	0,193	3,52	-	-
3	Разрядник РВС - 35	шт.	6	0,054	0,324	0,193	0,06	-	-
4	Трансформатор ТРДН-2500/35	шт.	2	45	90	0,193	16,4	0,504*10 ⁶	7,46
5	Двухцепная ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах	км	5,2	13,5	70,2	0,152	10,65	2,65*10 ⁶	18,5
	Всего по варианту				192,4		38,05	3,154*10 ⁶	25,96

5. Определяем технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения. Техничко-экономические показатели трансформатора энергосистемы при сравнении вариантов не рассматриваются - учитываются только коммутационная аппаратура отходящих линий от питающих подстанций энергосистемы, воздушные или кабельные линии до ГПП или ЦРП, вводные коммутационные аппараты ГПП или ЦРП и понижающие трансформаторы (для ГПП). При определении стоимости разъединителей, отделителей, разрядников, короткозамыкателей следует помнить, что в каталогах их стоимость дается для одного полюса.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению [17]

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \text{ тыс. руб. / год,} \quad (3.59)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_H = 0,12$, отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} : $E_i = E_H + E_{ai} + E_{oi}$ (отчисления на амортизацию, обслуживание и текущий ремонт могут быть приняты по данным [4, с. 82]);

K_i - сумма капитальных затрат i -группы одинаковых (например, силовых трансформаторов, ячеек РП и т.д.). Стоимости отдельных элементов схемы электроснабжения определяют по прейскурантам и справочникам. При этом для упрощения расчетов предполагается, что капитальные вложения в систему электроснабжения (или рассматриваемую ее часть) производятся одновременно. Стоимость монтажа электрооборудования при технико-экономическом сравнении с целью упрощения расчетов принимается одинаковой для рассматриваемых вариантов и поэтому может не учитываться;

C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии;

Y - ущерб от перерывов электроснабжения, он определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты, и показатель Y , таким образом, из расчетов исключается.

Результаты расчетов экономических показателей сводятся в таблицу, в которой указывается выбранное электрооборудование. Пример технико-экономических расчетов для варианта напряжением 35 кВ приведен в табл. 3.14.

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий стоимость потерь электроэнергии должна быть определена по действующим тарифам на электроэнергию для той энергосистемы, от которой предусматривается питание данного предприятия.

В настоящее время стоимость потерь электроэнергии находится по двухставочному тарифу только для потребителей ОАО «Российские железные дороги», а для остальных – по одноставочному.

По приведенной методике рассчитываются технико-экономические показатели и второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Результаты сравнения вариантов сводятся в таблицу 3.15.

Таблицы 3.15. - Результаты сравнения вариантов

Вариант	Капитальные затраты K , тыс.руб.	Приведенные капитальные затраты $\sum E_i \cdot K_i$, тыс.руб.	Потери электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$, тыс. кВт·ч	Стоимость потерь электроэнергии $C_{\mathcal{E}}$, тыс. кВт·ч	Приведенные затраты Z , тыс.руб.
Вариант 1					
Вариант 2					

Если приведенные затраты для рассмотренных схем электроснабжения приблизительно одинаковы, то при выборе оптимального варианта следует обратиться к техническим показателям. При сравнении вариантов внешнего электроснабжения таким показателем является величина напряжения питания. Согласно "Правилам устройства электроустановок" (ПУЭ), следует принимать вариант сети более высокого номинального напряжения даже в том случае, когда его экономические показатели на 10 ...15% хуже, чем варианта сети с меньшим номинальным напряжением.

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

3.8.1. Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

В курсовом проекте дается только техническое обоснование величины напряжения, при этом следует рассмотреть несколько вариантов.

1. Согласно "Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174-75" 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 МВ·А 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 вторич-

ными обмотками на 10 и 6 кВ и распределительной сетью на два напряжения. При меньшей доле нагрузки электроприемников напряжением 6 кВ целесообразно принимать трансформаторы с расщепленными вторичными 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 МВ·А и менее с нерасщепленными обмотками и наличии электроприемников напряжением 6кВ 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 [16].

3.8.2. Построение схемы электроснабжения

В курсовом проекте дается только техническое обоснование схемы распределительных сетей предприятия. При этом должны удовлетворяться следующие требования строительных норм СН 174-75.

1. Распределение электроэнергии на предприятии должно выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального расположения нагрузок, величины потребляемой мощности и других характерных особенностей проектируемого предприятия. Предпочтение следует отдавать, как правило, магистральным схемам.

2. Схемы должны быть одно- и 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 электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категорий должно проводиться глубокое секционирование во всех звеньях схемы.

5. Схемы распределения электроэнергии на первой ступени от ГПП до РП на напряжении 6, 10 кВ принимаются следующими:

- на крупных энергоемких предприятиях при передаче в одном направлении мощности более 15...20 МВ·А при напряжении 6 кВ, более 25...35 МВА при напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А 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 группы технологически связанных агрегатов.

7. Число трансформаторов напряжением до 10 кВ, присоединяемых к одной магистрали, следует принимать 2...3 при мощности 1000...2500 кВ·А и 3...4 - при меньших мощностях.

8. Радиальные схемы следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания. Одноступенчатые радиальные схемы нужно выполнять при питании больших сосредоточенных нагрузок (насосные, компрессорные, преобразовательные подстанции, электрические печи и т.п.). Двухступенчатые радиальные схемы (установку цеховых высоковольтных РП) применяют при наличии в цехах большой группы электроприемников (асинхронные и синхронные двигатели, электрические печи и т.д.) напряжением выше 1000 В. Необходимость сооружения высоковольтных распределительных пунктов в цехах определяется технико-экономическими расчетами. Вопрос о сооружении 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 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.

3.8.3. Конструктивное выполнение 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. [16].

Токопроводы напряжением 6, 10, 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 могут прокладываться в траншеях, блоках, каналах, туннелях, на кабельных эстакадах и в галереях. Прокладка кабелей в блоках допускается: в местах пересечений с железными дорогами; в условиях большой стесненности трассы; в местах, где возможны случаи разлива расплавленного металла и т.п.

Типы кабелей выбираются в зависимости от принятого способа прокладки в соответствии с рекомендациями [7, раздел 14].

После выбора и расчета схемы внутреннего электроснабжения на формате А1 рисуется полная принципиальная электрическая схема предприятия. На схеме показываются все связи ГПП (ЦРП) с высоковольтными РП, ТП и высоковольтными электроприемниками, а также связи ТП с низковольтными РПН. На схеме указываются также тип и длина воздушных и кабельных линий, типы силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры, предохранителей, трансформаторов тока и напряжения, шин распределительных устройств, трансформаторов собственных нужд, конденсаторных установок, комплектных распределительных устройств, измерительных приборов, устанавливаемых на стороне высшего и низшего напряжения ГПП. При этом в обозначении используемого электрооборудования следует обязательно указать номинальные данные, например, напряжение, мощность, ток, а также ток электродинамической стойкости, коэффициент трансформации трансформаторов тока и т.д.

Для пояснительной записки на формате А4 рисуется упрощенная схема электроснабжения предприятия (без разъединителей, трансформаторов тока и напряжения). На ней показываются только шины низшего напряжения ГПП, РП, ТП, РПН и высоковольтные электроприемники. Схема на формате А4 используется для пояснения расчетов питающих линий предприятия. На рис. 3.6 приведен пример упрощенной электрической схемы внутреннего электроснабжения предприятия.

3.8.4. 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 к токам короткого замыкания. Весь расчет сводится в таблицу 3.16.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p,k} = S_{p,k} / \sqrt{3} \cdot U_H, \quad (3.62)$$

где $S_{p,k}$ - полная мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Например, при питании однитрансформаторной цеховой подстанции $S_{p,k}$ - 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.

Таблица 3.16 - Расчет кабельных линий

№ п/п	Конечные пункты кабельной линии	Pp, кВт	Qp, квар	S _{p,k} , кВ·А	I _{p,k} , А	F _э , мм ²	F _{т.с.} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель А		I _{доп} , А	K _п , О.е.	K _t , О.е.	Γ _{доп} А	K _{AB} О.е.	Γ ^{AB} А	l, мм	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Δu, %		
										В норм. режиме	в послеваринном режиме												
1																							
2																							
3																							
4																							
5																							
...																							

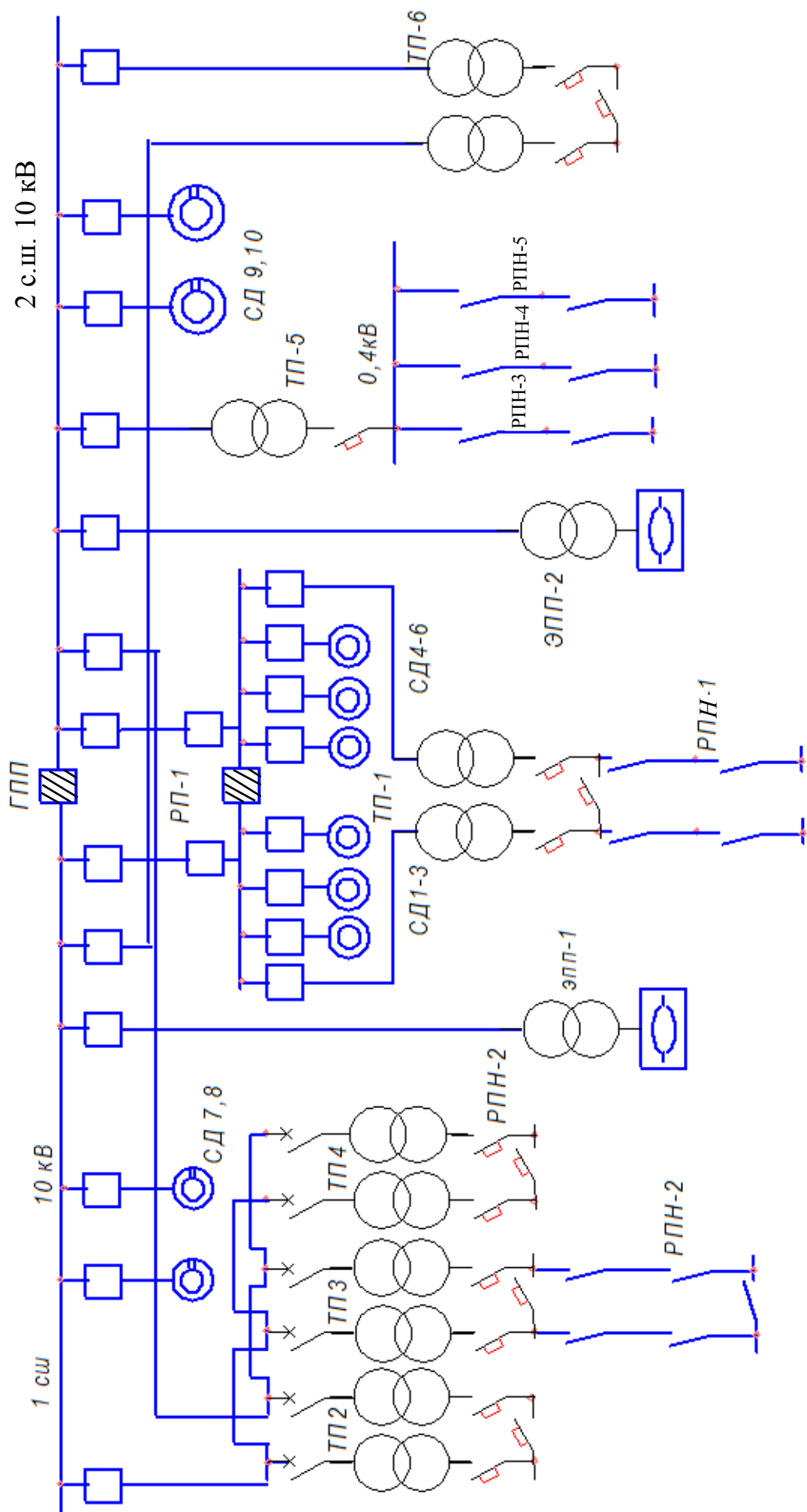


Рис. 3.6. Фрагмент упрощенной электрической схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока

$$F_э = I_{p,k} / j_э , \quad (3.63)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности T_m использования максимума нагрузки [3].

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды [3]. Для выбранного кабеля по таблицам находят длительно допустимый ток $I_{доп}$ [3; 4; 7; 11].

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I'_{доп} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > I_{p,k} / n_k , \quad (3.64)$$

где K_n - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [3, с. 81; 5, с. 141]; K_t - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [3, с. 81]; n_k - число запараллеленых 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. Например, при прокладке кабеля в траншее и кабельном канале цеха коэффициент K_t берется по температуре цеха не ниже +20..25°C.

Под послеаварийным режимом кабельной линии следует 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. $I_{AB} = 2 \cdot I_{p,k}$. Допустимая перегрузка кабеля в указанном режиме

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} > I_{AB} / n_k , \quad (3.65)$$

где K_{AB} – коэффициент аварийной перезагрузки [5, с. 141; 7, с. 214].

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U \% = \frac{P_p \cdot R_o \cdot \ell + Q_p \cdot X_o \cdot \ell}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta u_{доп} = 5\% , \quad (3.66)$$

где P_p, Q_p - расчетные активная и реактивная нагрузки; X_o, R_o - удельные индуктивные и активные сопротивления кабеля [24, с. 98, 121, 127, 132].

На этом предварительный расчет кабельных линий для номинального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля F_{TC} по термической стойкости к токам к.з. и, если выбранное в данном разделе сечение кабеля оказывается меньше $F_{T,c}$, производится его соответствующее уточнение в таблице 3.16.

Положения по расчету и выбору токопроводов на напряжение 6, 10, 35 кВ приведены в справочниках [3, разделы 1-22...1-25; 5, раздел 14].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ершов А.М., Хабаров А.Н. Расчет электроснабжения промышленных предприятий с помощью ЭВМ ЕС и СМ. - Челябинск: ЧПИ, 1984. - 76 с.
2. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. - М.: Энергия, 1980.-456 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера.-М.: Энергоатомиздат, 1981. - 406 с.
4. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под ред. А.А. Федорова и Г.Б. Сербиновского. - М.: Энергия, 1980. - 576с.
5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация /Под ред. А.А. Федорова и Г.И. Сербиновского. - М.: Энергия, 1981. - 624 с.
6. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие к дипломному проектированию для студентов специальности 0303/Под ред. О.А. Петрова. - Челябинск: ЧПИ, 1983. - 75 с.
7. Электротехнический справочник: В 4-х т. Т.1. Общие вопросы. Электротехнические материалы / Под общ. ред. профессоров В.Г. Герасимова и др. – 8-е изд. - М.: Издательство МЭИ, 1998. – 518с.
8. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические устройства./Под общ. ред. Профессоров МЭИ Б.Г. Герасимова и др. – 8-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 1988. - 640 с.
9. Электротехнический справочник. Т.3. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии / Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л. А. Жукова. - М.: Энергоатомиздат, 1982. - 656 с.
10. Электротехнический справочник. Т.3.Кн.2. Использование электрической энергии / Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова.-М.: Энергоатомиздат, 1982. - 560 с.
11. Справочник по проектированию электроснабжения. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
12. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: - Энергоатомиздат, 1991. - 464с.
13. Электрическая часть станции и подстанций / А. А. Васильев и др. 2-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
14. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий.-3-е изд. - М.: Высш. шк., 1986. - 400 с.
15. Правила устройств электроустановок. - 6-е изд. - М.:1986. - 648 с.
16. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. - М.: 1983. - 228 с.

17. Ершов А. М. и др. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие к курсовому проекту / А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
18. ГОСТ 14209-89. Трансформаторы силовые, масляные, общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Изд-во стандартов. – 38 с.
19. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 2-е изд. - Академия, 2005. – 448 с.
20. Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА, 2005. – 214 с.
21. Жуков В.В. Короткие замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
22. ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 42 с.
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 152 с.
24. Алиев И.И. Кабельные изделия: Справочник. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2004. – 230 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Коэффициенты максимума K_M для различных коэффициентов
использования K_{II} в зависимости от n_3

n_3	Значение K_M при K_{II} :								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

Примечание. При $n_3 > 200$ значение K_M принимают равным единице.

Деркач Николай Семенович
Помялов Станислав Юрьевич
Симаков Сергей Вячеславович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

Часть I

Методические указания
к курсовому проектированию
для студентов направления 140200
(специальность 140211 «Электроснабжение»)

Авторская редакция

Подписано к печати	Формат 60x84 1/16	Бумага тип. № 1
Заказ	Усл. печ. л. 3,5	Уч. изд. л. 3.5
Печать трафаретная	Тираж 5	Цена свободная

Редакционно-издательский центр КГУ.
640669, г. Курган, ул. Гоголя, 25.
Курганский государственный университет.