



---

# ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ



2005

УДК621.311.4 (036)  
ББК31.29.5 ф5  
М35

Рецензент канд. техн. наук Вальцман Б.А.  
Одобрено секцией методических пособий

Электроснабжение промышленных предприятий: методические указания по проектированию/ сост. С.И. Марков, – С., 2005. – 42 с.

В указаниях изложены цели, задачи, методика проектирования, сформулированы требования к содержанию расчетной и графической частям и к оформлению проекта, рассмотрены основные этапы расчета и выбора элементов системы электроснабжения. Методические указания охватывают вопросы, рассматриваемые при изучении дисциплин «Электроснабжение промышленных предприятий», «Электрическое освещение», «Оптимизация режимов систем электроснабжения» и «Охрана труда».

УДК621.311.4 (036)  
ББК32.29.5 ф5  
© Марков С.И., составление, 2005  
© Оформление, СГУ, 2005

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| <b>Введение</b> .....   | 4  |
| 1. Расчет электрических нагрузок.....   | 5  |
| 2. Выбор местоположения, числа и мощности цеховых и главной понизительной подстанции..... | 15 |
| 3. Выбор схемы электроснабжения и напряжения питающих и распределительных сетей.....      | 19 |
| 4. Методика технико-экономических расчетов.....   | 23 |
| 5. Выбор проводников.....   | 24 |
| 6. Краткие сведения о конструктивном выполнении электрических сетей и подстанций.....     | 25 |
| 7. Реконструкция сетей низкого напряжения.....  | 26 |
| 8. Компенсация реактивной мощности.....   | 30 |
| 8.1 Общие положения.....  | 30 |
| 8.2. Определение мощности конденсаторных батарей в сетях напряжением до1000 В.....        | 32 |
| 8.3. Распределение мощности КБ в цеховой сети напряжением до1000 В.....                   | 34 |
| 8.4 Определение мощности КБ в сетях напряжением выше1000 В.....                           | 35 |
| 9. Качество электрической энергии.....  | 36 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....  | 40 |

## ВВЕДЕНИЕ

**Система электроснабжения промышленного предприятия (СЭС ПП)** – это совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей промышленного предприятия электрической энергией.

Подстанции, распределительные устройства, токопроводы, воздушные и кабельные линии электропередачи, работающие на территории промышленного предприятия, составляют электрическую сеть промышленного предприятия.

**Режим работы системы** – это совокупность процессов, характеризующих работу систему электроснабжения (СЭС) и ее состояние в любой момент времени. Различают установившиеся и переходные режимы СЭС, которые подразделяются на нормальные и аварийные режимы.

**Аварийные режимы** возникают вследствие повреждения элементов электрической сети. Наиболее опасными и частыми повреждениями в СЭС ПП являются короткие замыкания (КЗ) между фазами элемента электрической сети или электроустановки и короткие замыкания фазы на землю в сетях с глухозаземленными нейтралью. Вследствие КЗ нарушается нормальная работа СЭС ПП, кроме того, представляет опасность термическое и динамическое действие тока КЗ как в месте повреждения, так и при прохождении его по неповрежденным элементам СЭС. Для предотвращения развития аварии необходимо знать значения токов всех возможных видов КЗ.

В сетях с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасящие реакторы нейтралью к повреждениям относятся и однофазные замыкания на землю. Эти повреждения не являются короткими замыканиями, т. к. токи замыкания на землю циркулируют в контурах, основными составляющими сопротивления которых являются электрические емкости неповрежденных фаз, соответственно при возникновении таких замыканий токи, протекающие по элементам сети, электрически связанным с местом замыкания, возрастают незначительно (или совсем не возрастают). Но при возникновении таких замыканий возрастает напряжение, приложенное к изоляции неповрежденных фаз относительно земли, что может привести к ее пробое. Кроме того, выделение тепла за счет протекания тока замыкания через поврежденную изоляцию фазы может привести к разрушению междуфазной изоляции и переходу однофазного замыкания в междуфазные короткие замыкания, к пожару, к поражению людей и животных электрическим током.

Разработанные новые материалы и технологии производства позволили создать более совершенные электротехнические устройства, которые по своим характеристикам значительно превосходят ранее созданные, значительно повышают надежность и качество электроустановок, позволяют совершенствовать компоновки распределительных устройств и подстанций, сокращать занимаемую ими площадь, обеспечивают удобство эксплуатации, увеличивают продолжительность межремонтного периода. В пособии приведены краткие сведения из теории, задания в виде задач и примеры их выполнения. Для облегчения выполнения задания даны справочные материалы и список рекомендуемой литературы.

## 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.

На рис.1.1. представлена схема электроснабжения предприятия, на которой выделено шесть основных уровней /1/, различающихся характером электропотребления и способом расчета электрических нагрузок (РЭН).

1УР- линия, питающая отдельный ЭП от любого вышестоящего уровня независимо от номинального напряжения электрических сетей.

2УР- линия распределительной сети напряжением до 1000 В, обеспечивающая связи силовых пунктов (СП) или распределительных шинопроводов (ШРА) между собой и с магистральными шинопроводами (ШМА) или с шинами цеховой трансформаторной подстанции (ТП).

3УР- магистральные шинопроводы или шины цеховой ТП (при переходе на следующий уровень нагрузка ТП с учетом потерь в трансформаторах).

4УР- шины распределительных подстанций (РП) высокого напряжения (при отсутствии РП 4УР и 5УР совпадают).

5УР- шины низшего напряжения ГПП или ГРП.

6УР- граница раздела сетей предприятия и энергосистемы.

Расчетные активная  $P_p$  и реактивная  $Q_p$  нагрузки любой линии 1УР принимаются равными номинальным мощностям /2/.

$$P_{pi} = p_{ni}; \quad Q_{pi} = q_{ni}, \quad (1.1)$$

где  $p_{ni}$  - номинальная активная мощность отдельных ЭП;

$q_{ni}$  - номинальная реактивная мощность отдельных ЭП.

Номинальные активные мощности отдельных ЭП определяются следующим образом:

1) для электродвигателей длительного режима работы

$$P_{ni} = P_{ni}, \quad (1.2)$$

где  $P_{ni}$  - паспортная мощность двигателя.

2) для двигателей повторно-кратковременного режима

$$P_{ni} = P_{ni} \sqrt{PB_i}, \quad (1.3)$$

где

$i$   $PB$ - паспортная продолжительность включения, в о.е.

3) для сварочных трансформаторов

$$S_{ni} = S_{ni} \sqrt{PB_i}, \quad (1.4)$$

где  $S_{ni}$  - номинальная полная мощность сварочного трансформатора.

$S_{ni}$  - паспортная полная мощность сварочного трансформатора и тогда:

$$P_{ni} = S_{ni} \sqrt{PB_i} \cos \varphi_{ni}, \quad (1.5)$$

где  $\cos \varphi_{ni}$  - паспортный коэффициент мощности сварочного трансформатора.

4) для многодвигательного привода номинальная мощность принимается равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей.

Подстанции и ТЭЦ энергосистемы

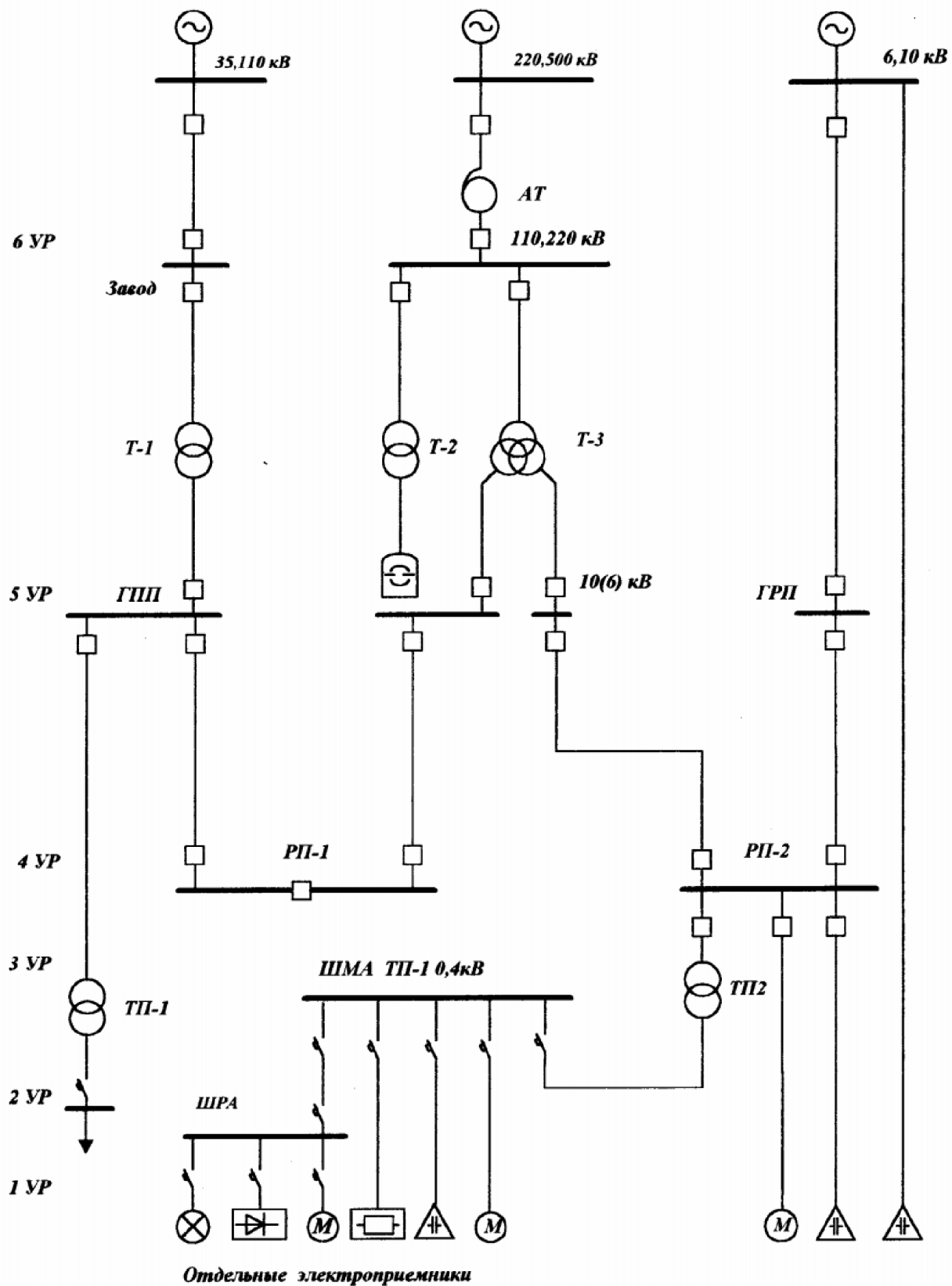


Рис.1.1. Уровни системы электроснабжения

5) для крановой установки – сумме номинальных мощностей двух наиболее мощных двигателей.

При расчете групповых нагрузок на более высоких уровнях (2УР и выше) ПВ<sub>i</sub> в формулах (1.3 ÷ 1.5) принимается равным 1, т.е. не производится пересчет на длительный режим.

Номинальная реактивная мощность асинхронного двигателя определяется упрощенно, через значение среднесменного коэффициента мощности **cos φ<sub>ci</sub>** и соответствующего ему коэффициента реактивной мощности **tg φ<sub>ci</sub>** без учета КПД.

$$q_{ni} = p_{ni} \cdot \text{tg} \varphi_{ci} \quad (1.6)$$

Номинальная реактивная мощность синхронного двигателя(СД) определяется как

$$q_{ni} = \frac{P_{ni}}{\eta_{ni}} \cdot \text{tg} \varphi_{ni} \quad (1.7)$$

где - **η<sub>ni</sub>**, **tg φ<sub>ni</sub>** - соответственно номинальные КПД и коэффициент реактивной мощности СД при номинальных напряжении и токе возбуждения.

При расчете нагрузок на 2УР и более высоком уровне номинальная реактивная мощность СД принимается равной расчетной реактивной нагрузке этих двигателей и вычитается из реактивных нагрузок ЭП с отстающим током (см. ниже).

Расчет нагрузок на 2УР выполняется по методу упорядоченных диаграмм /2/.

Результаты расчета представляются по форме таблицы 1.1 /2/

Расчетная нагрузка в любом узле распределительной сети напряжения до 1000 В зависит от числа ЭП, подключенных к этому узлу и режима их работы, задаваемого коэффициентом использования **k<sub>ui</sub>** по каждому ЭП.

Поскольку вопрос выбора схемы распределения электроэнергии является одной из задач проектирования, расчет нагрузок должен выполняться по каждому варианту схемы отдельно (см. разделы 1 ÷ 4).

Главным расчетным параметром метода упорядоченных диаграмм является коэффициент расчетной мощности **K<sub>p</sub>**, определяемый в зависимости от эффективного числа приемников **n<sub>э</sub>**, и группового коэффициента использования **K<sub>и</sub>** для данного узла.

$$n_{э} = \frac{\left( \sum^n P_{ni} \right)^2}{\sum^n P_{ni}}, \quad (1.8)$$

$$K_u = \frac{\sum^n k_{ui} P_{ni}}{\sum^n P_{ni}}, \quad (1.9)$$

где n- число ЭП в узле.



При отсутствии данных по составу электроприемников,  $n_э$  может определяться по упрощенному выражению

$$n_э = \frac{2 \sum_{ni}^n p_{ni}}{P_{нб}}, \quad (1.10)$$

где  $p_{нб}$  – мощность наибольшего ЭП данного узла.

Найденное по (1.8) или (1.10), значение  $n_э$  округляется до ближайшего меньшего целого числа.

Если из (1.10)  $n_э > n$ , то следует принять  $n_э = n$ .

При значительном числе ЭП (шины цеховых ТП, магистральные шинопроводы)  $m_{и} < 3$ , допускается также принять  $n_э = n$ . Здесь

$$m = \frac{P_{нб}}{P_{нм}} \quad (1.11)$$

где  $p_{нм}$  – мощность наименьшего ЭП данного узла.

Расчетная активная нагрузка любой линии на 2УР находится по формуле

$$P_p = K_p \sum_{ui}^n k_{ui} p_{ui} \quad (1.12)$$

Величина  $K_p$  принимается в зависимости от  $n_э$  и  $K_{и}$  по данным табл. 1.2 /2/.

Если  $k_{ui} < 0.3$  и  $n < 4$ , то рекомендуется пользоваться номограммой рис.1.2.

В случае, когда  $P_p$  окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного ЭП, следует принимать

$$P_p = p_{нб} \quad (1.13)$$

Расчетная реактивная мощность для ЭП с индуктивным характером нагрузки определяется как

$$Q_p = K'_p \sum k_{ui} p_{ui} \operatorname{tg} \varphi_{ci}, \quad (1.14)$$

где  $K'_p$  принимается в зависимости от  $n_э$ :

$$\begin{aligned} n_э \leq 10 & \quad K'_p = 1,1 \\ n_э > 10 & \quad K'_p = 1,0 \end{aligned} \quad (1.15)$$

Для группы СД, работающих в режиме перевозбуждения, суммарная номинальная реактивная мощность принимается равной расчетной реактивной нагрузке и при определении общей реактивной нагрузки вычитается из реактивной загрузки ЭП с отстающим током

$$Q_{p\delta} = \sum q_{ni}, \quad (1.16)$$

где  $q_{ni}$  определяется по формуле (1.7).

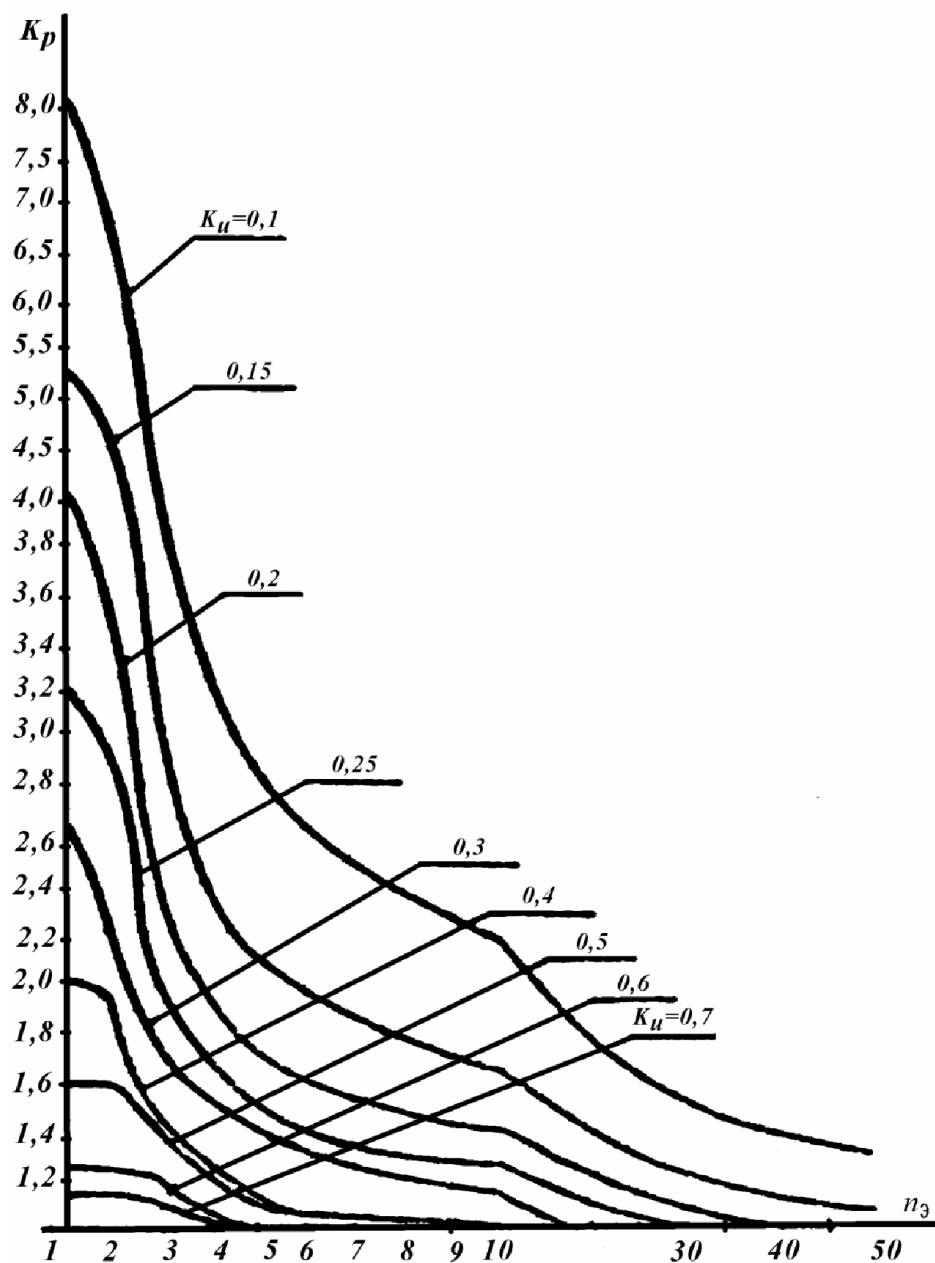


Рис. 1.2 Кривые коэффициента расчетных нагрузок  $K_p$  для различных коэффициентов использования  $K_u$  в зависимости от  $n_3$  (для постоянной времени нагрева  $T_0=10$  мин).

Таблица 1.2

Значение коэффициентов расчетной загрузки  $K_p$  для питающих сетей напряжением до 1000В (для постоянной времени нагрева  $T_0 = 10$  мин).

| $n_s$ | Коэффициент использования $K_u$ |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-------|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|       | 0,10                            | 0,15 | 0,20 | 0,30 | 0,40 | 0,50 | 0,60 | 0,70 | 0,80 |
| 1     | 8,00                            | 5,33 | 4,00 | 2,67 | 2,00 | 1,80 | 1,33 | 1,14 | 1,00 |
| 2     | 6,22                            | 4,33 | 3,39 | 2,45 | 1,98 | 1,60 | 1,33 | 1,14 | 1,00 |
| 3     | 4,05                            | 2,89 | 2,31 | 1,74 | 1,45 | 1,34 | 1,22 | 1,14 | 1,00 |
| 4     | 3,24                            | 2,35 | 1,91 | 1,47 | 1,25 | 1,21 | 1,12 | 1,06 | 1,00 |
| 5     | 2,84                            | 2,09 | 1,72 | 1,35 | 1,16 | 1,16 | 1,08 | 1,03 | 1,00 |
| 6     | 2,64                            | 1,96 | 1,62 | 1,28 | 1,01 | 1,13 | 1,06 | 1,01 | 1,00 |
| 7     | 2,49                            | 1,86 | 1,54 | 1,23 | 1,12 | 1,10 | 1,04 | 1,00 | 1,00 |
| 8     | 2,37                            | 1,78 | 1,48 | 1,19 | 1,10 | 1,08 | 1,02 | 1,00 | 1,00 |
| 9     | 2,27                            | 1,71 | 1,43 | 1,16 | 1,09 | 1,07 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |
| 10    | 2,18                            | 1,65 | 1,39 | 1,13 | 1,07 | 1,05 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 11    | 2,11                            | 1,61 | 1,35 | 1,10 | 1,06 | 1,04 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 12    | 2,04                            | 1,56 | 1,32 | 1,08 | 1,05 | 1,03 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 13    | 1,99                            | 1,52 | 1,29 | 1,06 | 1,04 | 1,01 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 14    | 1,94                            | 1,49 | 1,27 | 1,05 | 1,02 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 15    | 1,89                            | 1,46 | 1,25 | 1,03 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 16    | 1,85                            | 1,43 | 1,23 | 1,02 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 17    | 1,81                            | 1,41 | 1,21 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 18    | 1,78                            | 1,39 | 1,19 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 19    | 1,75                            | 1,36 | 1,17 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 20    | 1,72                            | 1,35 | 1,16 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 21    | 1,69                            | 1,33 | 1,15 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 22    | 1,67                            | 1,31 | 1,13 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 23    | 1,64                            | 1,30 | 1,12 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 24    | 1,62                            | 1,28 | 1,11 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 25    | 1,60                            | 1,27 | 1,10 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 30    | 1,51                            | 1,21 | 1,05 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 35    | 1,44                            | 1,16 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 40    | 1,40                            | 1,13 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 45    | 1,35                            | 1,10 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 50    | 1,30                            | 1,07 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 60    | 1,25                            | 1,03 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 70    | 1,20                            | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 80    | 1,16                            | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 90    | 1,13                            | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 100   | 1,10                            | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |

Расчетная реактивная нагрузка конденсаторной батареи (КБ) принимается равной ее номинальной мощности и также вычитается из общих реактивных нагрузок

$$Q_{pk} = \sum q_{нк}, \quad (1.17)$$

где  $q_{нк}$  – номинальная мощность отдельной КБ.

Определение расчетных нагрузок на ЗУР выполняется аналогично изложенному, но величина  $K_p$ , в данном случае, определяется по табл. 1.3. Здесь учитывается, что постоянная времени нагрева  $T_0 \gg 10$  мин. и введена поправка на избыточность технологического оборудования по сравнению с необходимым для планового выпуска продукции.

$$P_{pz} = K_p \sum K_u P_u \operatorname{tg} \varphi \quad (1.18)$$

При определении расчетной реактивной нагрузки на ЗУР величина  $K'_p = K_p$ .

$$Q_{pz} = K_p \sum K_u P_u \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi \quad (1.19)$$

Подсчет нагрузок в целом по цеху выполняется учетом нагрузки освещения и установки КБ.

Расчетная активная осветительная нагрузка  $P_{po}$  находится из светотехнического расчета или по формуле [3].

$$P_{po} = p_{oy} F K_{co}, \quad (1.20)$$

где  $p_{oy}$  - удельная нагрузка на  $1 \text{ м}^2$  площади цеха;

$F$  - площадь цеха;

$K_{co}$  - коэффициент спроса осветительной нагрузки.

Если в качестве источников света применяются газоразрядные лампы, то расчетная реактивная нагрузка находится как

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi_o \quad (1.21)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_o$  соответствует коэффициенту мощности  $\cos \varphi_o$ .

Для люминесцентных ламп  $\cos \varphi_o = 0,9$ ; для газоразрядных ламп высокого давления  $\cos \varphi_o = 0,35$ .

Если от данной ТП питаются ЭП наружного освещения, то их нагрузки добавляются к результатам полученным по (1.20) и (1.21).

Расчетная активная и реактивная нагрузки на шинах ТП.

$$\begin{aligned} P_T &= P_{pz} + P_{po} \\ Q_T &= Q_{pz} + Q_{po} \end{aligned} \quad (1.22)$$

Таблица 1.3

Значение коэффициентов расчетной нагрузки  $K_p$  на шинах низкого напряжения цеховых ТП и для магистральных шинопроводов цеховых сетей (для постоянной времени нагрева  $T_0 \gg 10$  мин)

| $n_{\Sigma}$ | Коэффициент использования $K_u$ |      |      |      |      |      |      |              |
|--------------|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|--------------|
|              | 0,10                            | 0,15 | 0,20 | 0,30 | 0,40 | 0,50 | 0,60 | 0,70 и более |
| 1            | 8,00                            | 5,33 | 4,00 | 2,67 | 2,00 | 1,60 | 1,33 | 1,14         |
| 2            | 5,01                            | 3,44 | 2,69 | 1,90 | 1,52 | 1,24 | 1,11 | 1,00         |
| 3            | 2,94                            | 2,17 | 1,80 | 1,42 | 1,23 | 1,14 | 1,08 | 1,00         |
| 4            | 2,28                            | 1,73 | 1,46 | 1,19 | 1,06 | 1,04 | 1,00 | 0,97         |

|          |      |      |      |      |      |      |      |      |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 5        | 1,31 | 1,12 | 1,02 | 1,00 | 0,98 | 0,96 | 0,94 | 0,93 |
| 6-8      | 1,20 | 1,00 | 0,96 | 0,95 | 0,94 | 0,93 | 0,92 | 0,91 |
| 9-10     | 1,10 | 0,97 | 0,91 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 |
| 10-25    | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,90 | 0,90 |
| 25-50    | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,80 | 0,85 | 0,85 |
| Более 50 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,70 | 0,70 | 0,75 | 0,80 | 0,80 |

Таблица 1.4

Значения коэффициентов одновременности  $K_o$  для определения расчетной нагрузки на шинах 6(10) кВ РП, ГРП, ГПП

| Средневзвешенный коэффициент использования | Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП. |       |        |          |
|--|---|-------|--------|----------|
|  | 2 – 4   | 5 – 8 | 9 – 25 | Более 25 |
| $K_u < 0,3$                                | 0,90  | 0,80  | 0,75   | 0,70     |
| $0,3 \leq K_u < 0,5$                       | 0,95  | 0,90  | 0,85   | 0,80     |
| $0,5 \leq K_u \leq 0,8$                    | 1,00  | 0,95  | 0,90   | 0,85     |
| $K_u > 0,8$                                | 1,00  | 1,0   | 0,95   | 0,90     |

При определении итоговых реактивных нагрузок на шинах 0,4 кВ цеховых ТП на первом этапе расчета следует исходить из необходимости доведения коэффициента реактивной мощности  $tg\varphi_p$  на этих шинах до величины  $tg\varphi_э \approx 0,3$  [7]. Более точное решение данной задачи изложено ниже (см. разд. 9).

Здесь  $tg\varphi_э$  - экономическое значение коэффициента реактивной мощности. Тогда потребная мощность компенсирующих устройств (КУ)

$$Q_{ку} = 1,1P_T(tg\varphi_p - tg\varphi_э) \quad (1.23)$$

В данном случае 1,1 – коэффициент запаса.

$$tg\varphi_p = \frac{Q_T}{P_T} \quad (1.24)$$

К установке принимается ближайшая по мощности стандартная комплектная конденсаторная установка (ККУ). При этом  $Q_{ку}$  не должна превышать  $Q_T$ , т.е.  $Q_{ку} \leq Q_T$

Тогда итоговая реактивная нагрузка на шинах ТП

$$Q'_T = Q_T - Q_{ку} \quad (1.25)$$

Изложенная методика расчета реализована в виде программы на ПЭВМ и воспользоваться ей можно на ВЦ каф. ЭСПП и СХ.

Расчетные нагрузки на стороне высшего напряжения цеховых ТП находятся с учетом потерь в трансформаторах [3]. Если трансформаторы не выбраны, то величина потерь определяется приближенно

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= 0,02 \cdot S_T \\ \Delta Q_T &= 0,1 \cdot S_T, \end{aligned} \quad (1.26)$$

здесь  $\Delta Q_T$ ,  $\Delta P_T$  - активные и реактивные потери мощности в трансформаторах;  
 $S_T$  - полная расчетная нагрузка со стороны низшего напряжения.

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2} \quad (1.27)$$

тогда расчетная нагрузка стороны высшего напряжения

$$\begin{aligned} P_{pв} &= P_T + \Delta P_T \\ Q_{pв} &= Q_T + \Delta Q_T \end{aligned} \quad (1.28)$$

Расчет электрических нагрузок на 4УР и 5УР производится в целом аналогично изложенному с учетом следующих особенностей:

- а) исходные данные по высоковольтным ЭП одного режима работы и мощности заносятся в одну строку (см. табл. 1.1.) и заполняются графы 2 – 8. Эффективное число ЭП  $n_э$  и коэффициенты расчетной нагрузки  $K_p$  и  $K'_p$  не определяются. Особенности расчета реактивных нагрузок СД см. (1.16);
- б) расчетные нагрузки цеховых ТП, определенные по (1.28) заносятся в отдельные строчки, при этом в графе 2 записывается число трансформаторов, в графе 7 -  $P_{pв}$  и в графе 8 -  $Q_{pв}$ ;
- в) в итоговой строке определяется общее число присоединений  $n$  – графа 2, суммарная установленная мощность  $\sum P_H$  – графа 4, суммарная активная нагрузка  $\sum P_H K_u$  по графе 7 и реактивная  $\sum P_H K_u \operatorname{tg} \varphi$  – по графе 8;
- г) определяется групповой коэффициент использования

$$K_u = \frac{\sum K_u P_H}{\sum P_H} \quad (1.29)$$

д) по табл. 1.4. находится значение коэффициента одновременности,  $K_o$  и заносится в графу 11.

е) расчетные мощности (графы 13,14) определяются по выражениям

$$\begin{aligned} P_p &= K_o \sum K_u P_H \\ Q_p &= K_o \sum K_u P_H \operatorname{tg} \varphi = P_o \operatorname{tg} \varphi \end{aligned} \quad (1.30; 1.31)$$

Итоговые реактивные нагрузки на 4УР, 5УР подсчитываются с учетом компенсации реактивной мощности (см. ниже разд.9), а при переходе на 6УР – с учетом потерь мощности в трансформаторах ГПП.

$$Q'_p = Q_p - Q_{кy} \quad (1.32)$$

тогда

$$S_p = \sqrt{P_p^2 - (Q_p - Q_{кy})^2} \quad (1.33)$$

Расчетные нагрузки на 6УР могут совпадать с расчетными нагрузками 5УР или отличаются от них на величину потерь в трансформаторах ГПП. Определение потерь производится аналогично тому, как это было изложено выше для цеховых ТП или по точным формулам [7].

## 2. ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ И ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАЦИИ.

Одним из принципов проектирования, позволяющим сократить протяженность распределительных сетей и повысить качество напряжения, является приближение высокого напряжения к потребителем /4, 6/. Реализация этого принципа применительно к задаче размещения цеховых ТП состоит в дроблении их мощности.

С другой стороны рациональное размещение цеховых ТП и РУ высокого напряжения по территории предприятия должно соответствовать минимуму приведенных затрат на систему электроснабжения.

Для решения данного вопроса строится картограмма электрических нагрузок предприятия, дающая наглядное представление о распределении нагрузок по площади. Центр электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия представляет собой символический центр потребления электроэнергии, где должна быть расположена ГПП. В случае невозможности размещения ГПП в ЦЭН, она смещается в сторону источника питания. Цеховые ТП следует располагать как можно ближе к центрам питаемых ими нагрузок. В то же время РУ высокого напряжения целесообразно размещать на границе питаемых нагрузок.

Картограмма строится для активных нагрузок, но может быть построена и для реактивных в случае, например, наличия собственных источников реактивной мощности.

Для построения картограммы задаются масштабом  $m$ . Тогда радиус окружности  $r_i$ , представляющий нагрузку  $i$ -го цеха, определяют как

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (2.1)$$

где  $P_i$  - активная нагрузка на напряжения до 1000 В.

В качестве центра окружности выбирается центр соответствующего цеха. При наличии нагрузок на напряжении выше 1000 В целесообразно также их представить на генплане и графически выделить.

Определение ЦЭН предприятия в целом или любой группы потребителей выполняется следующим образом. На генплане наносятся произвольные оси координат и тогда координаты ЦЭН отыскивают по формулам.

$$x_0 = \frac{\sum P_i x_i T_{mi}}{\sum P_i T_{mi}}; \quad y_0 = \frac{\sum P_i y_i T_{mi}}{\sum P_i T_{mi}} \quad (2.2)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты  $i$ -го цеха;

$T_{mi}$  - время использования максимума активной нагрузки  $i$ -го цеха.

С помощью картограммы проверяется правильность местоположения существующих ГПП и цеховых ТП. В случае значительного расхождения необходимо сопоставить варианты строительства новых ТП с полным демонтажем или уменьшением мощности действующих.

Реконструкция системы электроснабжения не связана, как правило, с изменениями в строительной части. В силу указанного вопроса о выборе нового местоположения цеховой ТП при реконструкции рассматривается достаточно редко. Если возникает необходимость замены или установки дополнительных трансформаторов, необходимо ориентироваться на примененные комплектных трансформаторных подстанций (КТП) преимущественно встроенного или пристроенного типа. Если предусматривается строительство новых цехов или необходима замена

трансформаторов в старых, то мощности трансформаторов выбираются с учетом необходимости применения минимального числа их типоразмеров /6/. Отсюда мощность вновь устанавливаемых трансформаторов следует выбирать из диапазона наличных мощностей на предприятии.

Наиболее целесообразной является установка трансформаторов мощностью  $400 \div 1000$  кВ · А, однако если плотности цеховых нагрузок превышают  $0,2 \div 0,3$  кВ · А/м<sup>2</sup>, и их величины превосходят  $3000 \div 5000$  кВ · А, следует рассмотреть возможность применения трансформаторов мощностью  $1600 \div 2500$  кВ · А.

При наличии цехов с малыми нагрузками (до 300 кВ · А) проверяется целесообразность их питания от соседних цехов, с соответствующим усилением мощности ТП последних, или установки собственных ТП. Вопрос решается с помощью соотношения /6/

$$SL\gamma \leq 3,6 \cdot 10^6, \quad (2.3)$$

где S- расчетная нагрузка цеха с малой нагрузкой, кВ · А;

L- расстояние от данного цеха до ближайшей ТП, км;

$\gamma$  - стоимость потерь электрической энергии, руб/кВт · год.

Если (2.3.) выполняется, то цех с малой нагрузкой подключается к соседнему цеху.

Выбор числа трансформаторов на ТП зависит от требуемой степени надежности электроснабжения. Рекомендуется широкое применение одно трансформаторных подстанций даже при наличии до 15% нагрузки потребителей I категории. Резервирование осуществляется от соседних ТП по связям на низком напряжении. В цехах где плотность нагрузок превышает  $0,4$  А/м<sup>2</sup> или общая нагрузка превосходит  $1000$  кВ · А устанавливаются два трансформатора независимо от категории ЭП.

Комплексное решение задачи оптимизации размещения и выбора мощности ТП осуществляется с учетом наиболее полного использования существующих трансформаторов, подключения нагрузок наружного освещения и проведения мероприятий по компенсации РМ.

Если существующая ТП является двух трансформаторной, необходимо проверить наличие резервного питания на стороне 6 - 10 кВ.

При выборе мощности новых цеховых трансформаторов или проверке действующих могут иметь место два случая.

1. Имеется график нагрузки ТП. Требуется проверить целесообразность замены установленного трансформатора.

Каждая ордината указанного графика перестраивается пропорционально отношению  $S_p / S_M$ . Здесь  $S_p$  - расчетная нагрузка по ТП, кВ · А;

$S_M$  - максимальная величина нагрузки, кВ · А.

Полученный график  $S(t)$  преобразуется в эквивалентной двухступенчатый /8/. На графике наносится прямая

$$S(t) = S_{нт} = const \quad (2.4)$$

где  $S_{нт}$ - суммарная номинальная мощность трансформаторов, установленных на данной ТП, кВ · А.

При наличии графика только по активной мощности  $P(t)$ , допускается распространить его форму на график по полной мощности, т.е. принять, что режим потребления РМ совпадает с режимом потребления активной мощности.

Верхняя часть графика, отсекаемая прямой  $S_{нт}$  является зоной перегрузки, длительность которой равна  $t_n$ , час.

Определяются:

эквивалентная начальная нагрузка за весь период, предшествующий перегрузке

$$S_{э1} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{\sum t_i}} \quad (2.5)$$

и эквивалентная нагрузка для зоны перегрузки

$$S_{э2} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{t_n}} \quad (2.6)$$

где  $S_i$  и  $t_i$  - соответственно нагрузка и длительность  $i$ -ой степени графика.

По эквивалентному графику находится значение коэффициентов

$$K_1 = \frac{S_{э1}}{S_{нт}}; \quad K_2 = \frac{S_{э2}}{S_{нт}}. \quad (2.7)$$

Если,  $K_2 \geq 0,9 K_{\max} = 0,9 S_M / S_{нт}$  в расчет следует принимать данное значение.

Если,  $K_2 < 0,9 K_{\max}$ , то в расчете учитывается  $K_2 = 0,9 K_{\max}$ , а длительность перегрузки  $t'_n$  определяется как

$$t'_n = \frac{K_2^2 t_n}{(0,9 K_{\max})^2} \quad (2.8)$$

Далее по соответствующим таблицам допустимых перегрузок /8/ при известных  $K_1$  и  $t_n$  определяется  $K_{2д}$ .

Если:

$$K_{2д} \geq K_2 \quad (2.9)$$

трансформатор может систематически перегружаться по данному графику. В противном случае следует предусмотреть меры по регулированию графика с целью снижения величины максимальной нагрузки или заменить трансформатор на более мощный.

Выбранный трансформатор проверяется по условиям аварийного режима.

Для однитрансформаторной ТП - это резервирование потребителей соседних ТП, если такое резервирование предусмотрено. Для двухтрансформаторной ТП - выход из строя одного из трансформаторов и обеспечение питания ЭП I и II категории.

Согласно ГОСТ14209-85 при  $K_1 \leq 0,8$  для подстанции промышленных предприятий определяется коэффициент допустимой аварийной нагрузки  $K_{ав} / 8 /$ . Тогда условие проверки трансформатора

$$S_{нт} \geq \frac{S_{ав}}{K_{ав}} \quad (2.10)$$

где  $S_{ав}$  - нагрузка в аварийном режиме, кВ · А

2. График нагрузки отсутствует.

В данном случае мощность цехового трансформатора выбирается или проверяется, если он установлен, по величине расчетной нагрузки  $S_p$ ,

$$S_T \geq \frac{S_p}{N_T K_T}, \quad (2.11)$$

Где  $S_{нтэ}$  -оптимальная экономическая номинальная мощность трансформатора, выбираемая по табл. 2.1 в зависимости от средней плотности нагрузки цеха,  $\sigma$ ;

Таблица 2.1

|   |        |          |          |         |       |
|---|--------|----------|----------|---------|-------|
| Плотность нагрузки<br>$\sigma, \frac{\text{кВ} \cdot \text{А}}{\text{м}^2}$ | < 0,05 | 0,05÷0,1 | 0,01÷0,2 | 0,2÷0,3 | > 0,3 |
| Оптимальная мощность трансформатора<br>$S_{нтэ}, \text{кВ} \cdot \text{А}$  | 400    | 630      | 1000     | 1600    | 2500  |

Плотность нагрузки подсчитывается по суммарной расчетной нагрузке  $S_p, \text{кВ} \cdot \text{А}$  и площади цеха  $F, \text{м}^2$

$$\sigma = \frac{S_p}{F} \quad (2.12)$$

Таблица 4.2

| Характер нагрузки и вид ТП  | $K_T$      |
|---|------------|
| Наличие нагрузок I категории, двух трансформаторные ТП  | 0,6 ÷ 0,7  |
| Преобладание нагрузок II категории, двухтрансформаторные ТП или однотрансформаторные ТП при наличии резервирования на низком напряжении | 0,7 ÷ 0,8  |
| Нагрузка II категории при наличии складского резерва или нагрузка III категории   | 0,9 ÷ 0,95 |
| Главные понизительные подстанции или подстанции глубокого ввода   | 0,5 ÷ 0,55 |

Проверка по аварийному режиму осуществляется по условию (4.10). При этом продолжительность перегрузок в течение суток  $t_n$  не рекомендуется принимать более 6 час.

Если, по каким-либо соображениям, число трансформаторов в цехе predetermined, например, по требованиям надежности, то номинальная мощность выбирается по условию (2.11).

Вышеизложенная методика позволяет выбрать мощности и число трансформаторов цеховых ТП если при этом, одновременно, не решаются вопросы компенсации РМ.

В последнем случае, вопросы выбора трансформаторов должны быть увязаны с решением задачи выбора числа и мощности КУ устанавливаемых как на стороне до 1 кВ, так и в сетях 6 – 10 кВ промышленного предприятия. Число трансформаторов выбирается из условия передачи через трансформаторы в сеть низшего напряжения экономически целесообразной РМ (см. разд.8).

### 3. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Номинальные напряжения питающих и распределительных линий электро-снабжения являются основным фактором, определяющим технико-экономические показатели (ТЭП) системы.

Для решения задачи выбора напряжений система электроснабжения предприятий может быть разделена на две части: внешняя и внутренняя. Во внешнюю входят питающие линии, связывающие предприятия с источниками питания, во внутреннюю - распределительные сети на территории предприятия. Точкой раздела приняты шины ГПП. В случае, когда питающие и распределительные линии выполнены на одном напряжении, такое деление становится условным, в частности при использовании схемы глубокого ввода.

Вопрос выбора напряжения для системы внешнего электроснабжения при реконструкции возникает в случаях изменения технических условий на подключение со стороны энергетической системы или значительного возрастания величины нагрузки предприятия, когда существующие напряжения не позволяют обеспечить требуемые показатели качества электрической энергии. Детальный анализ данного вопроса имеет смысл лишь при наличии нескольких источников питания.

Целесообразность применения более высоких напряжений проверяется путем технико-экономического сравнения с вариантом усиления элементов системы электроснабжения на действующих напряжениях. При равенстве ТЭП или расхождения в пределах 10 – 15 % предпочтение отдается варианту с более высоким напряжением.

Следует отметить, что простое технико-экономическое сопоставление вариантов усиления сети или перевода ее на повышенное напряжение может не выявить целесообразность последнего. Дело меняется, если учитывается перспектива развития предприятия. Пониженное напряжения явится со временем тормозом в развитии предприятия.

Выбор напряжения для системы внутреннего электроснабжения должен быть тесно увязан с выбором напряжения внешнего электроснабжения. Так при напряжениях питающих линий 6 ÷ 20 кВ, такое же напряжение целесообразно применять и для распределительных сетей. С другой стороны наличие ЭП высокого напряжения является основным фактором, обуславливающим выбор величины номинального напряжения распределительных сетей. При небольшом количестве ЭП высокого напряжения (до 3-4) их питание может осуществляться от отдельных подстанций или по схеме блока трансформатор-двигатель.

Ориентировочно величина рационального напряжения может быть выбрана по методике, основанной на теории планирования эксперимента/3/, которая позволяет учесть влияние таких факторов как величина нагрузки предприятия, его геометрические размеры и наличие ЭП напряжением 6 кВ.

При напряжении 35 кВ проверяется возможность выполнения схемы глубокого ввода (рис. 3.1) с непосредственной трансформацией на 0,4 ÷ 0,69 кВ. Применение 35 кВ будет также экономичным при наличии удаленных и достаточно мощных ЭП.

Во всех случаях, особенно при значительном возрастании нагрузок предприятия следует проверить целесообразность перевода распределительных сетей 6 кВ на напряжения 10 ÷ 20 кВ, с сохранением высоковольтных электроприемников 6 кВ или одновременной заменой их на ЭП с более высокими напряжением. При переходе с 6 кВ на 10 кВ можно сохранить кабельные линии после проведения соответствующих профилактических испытаний /10/, оборудование распределительных устройств и коммутационную аппаратуру. Силовые трансформаторы,

трансформаторы напряжения и тока, разрядники и предохранители меняются на новые с номинальным напряжением 10 кВ.

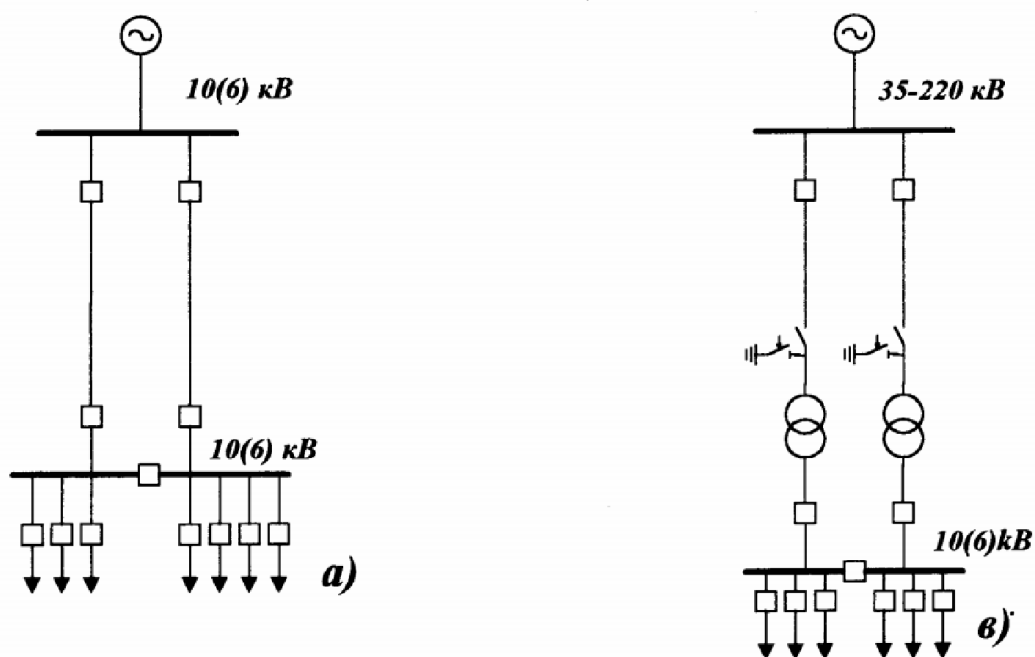
На вновь строящихся или реконструируемых предприятиях напряжение 6 кВ применяется в случае, если это обусловлено поставками электрооборудования, а также при наличии большого количества электродвигателей 6 кВ, когда их нагрузка превышает 30 % от суммарной нагрузки предприятия.

Выбор рациональной схемы электроснабжения наряду с выбором напряжения является одним из главных вопросов, решаемых при разработке проекта реконструкции системы электроснабжения. Оба данных вопроса рассматриваются в неразрывной связи друг с другом.

Проектируемая схема должна включать в себя элементы существующей при соответствии их пропускной способности новым расчетным условиям. Равным образом это касается ТП, РУ высокого напряжения, кабельных линий, токопроводов и других элементов. При необходимости замены кабельных или воздушных линий, их сечения выбираются на основании ТЭР /9/.

Схема распределения электроэнергии строится с соблюдением принципов приближения высокого напряжения к потребителям, отказа от холодного резерва, отдельной работы линии и трансформаторов, глубокого секционирования. Схема должна быть простой, удобной в эксплуатации, ремонтпригодной, предусматривать применение комплектного электрооборудования и промышленных способов монтажа. При выборе схемы обязательно учитывается перспектива развития предприятия на 8-10 лет. Существующая схема внешнего электроснабжения анализируется с точки зрения обеспечения требуемой степени бесперебойности питания. При необходимости добавляются новые линии и трансформаторы.

Типовые схемы внешнего электроснабжения представлены на рис.3.1



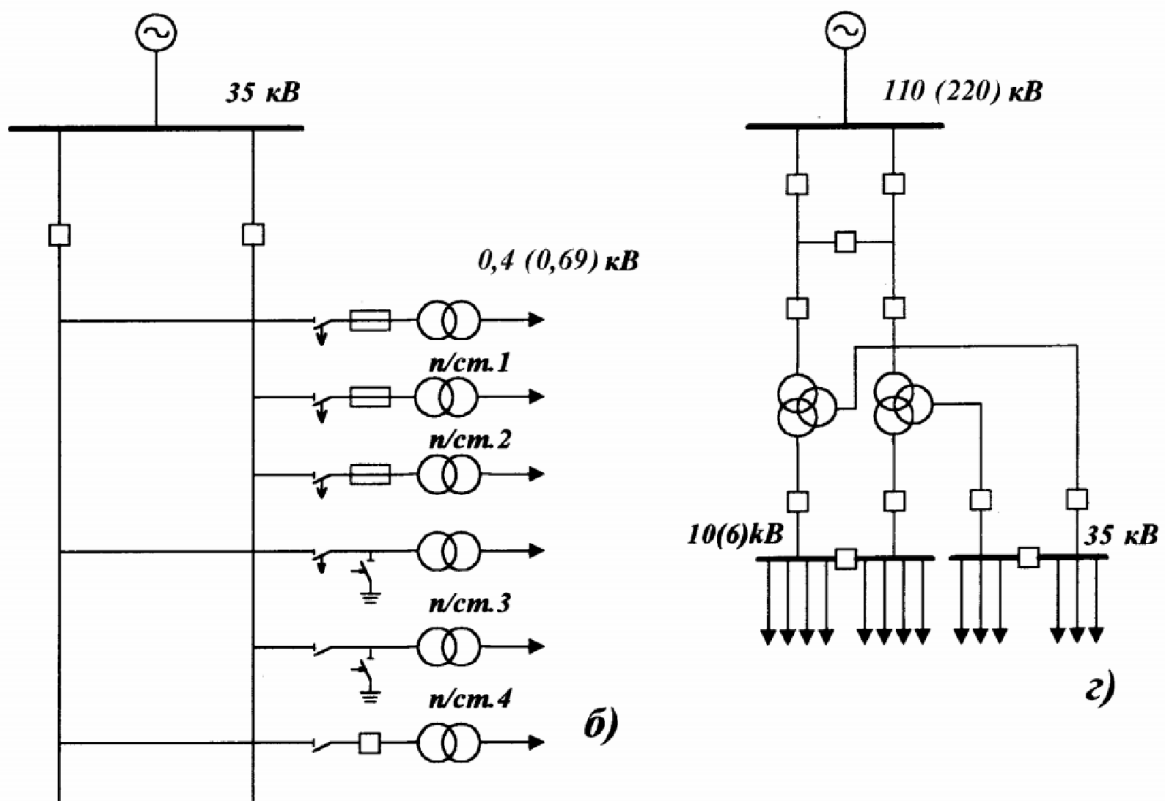


Рис.3.1. Характерные схемы внешнего электроснабжения промпредприятия

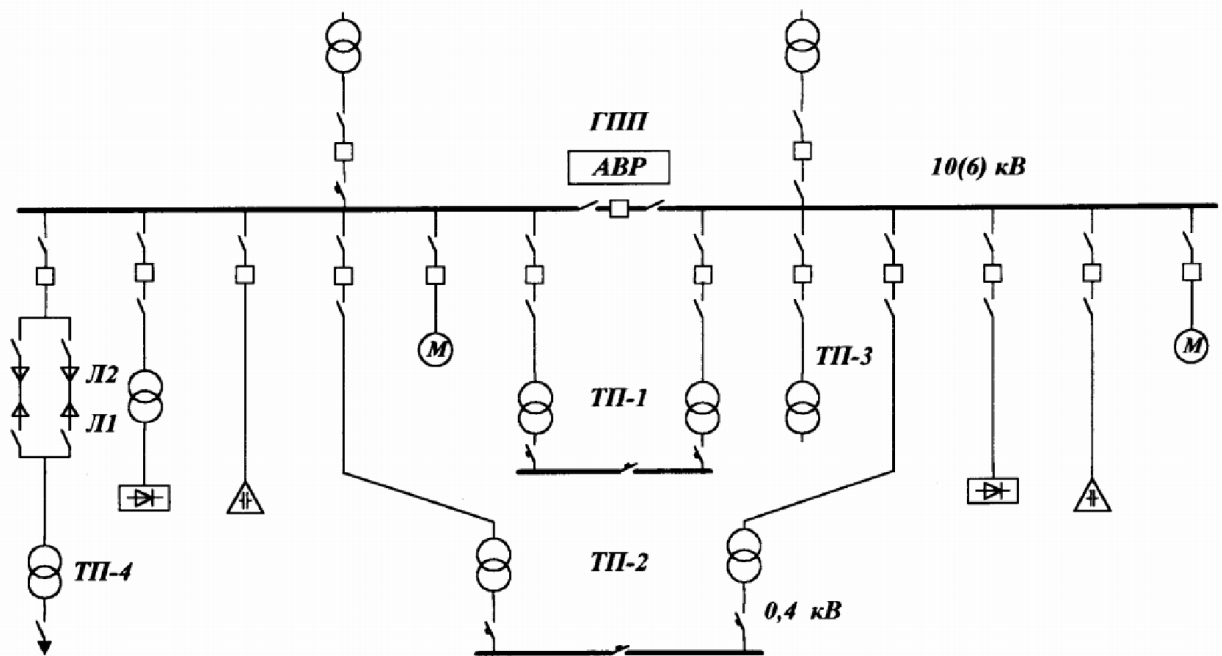


Рис.3.2. Одноступенчатая радиальная схема внутреннего распределения электроэнергии

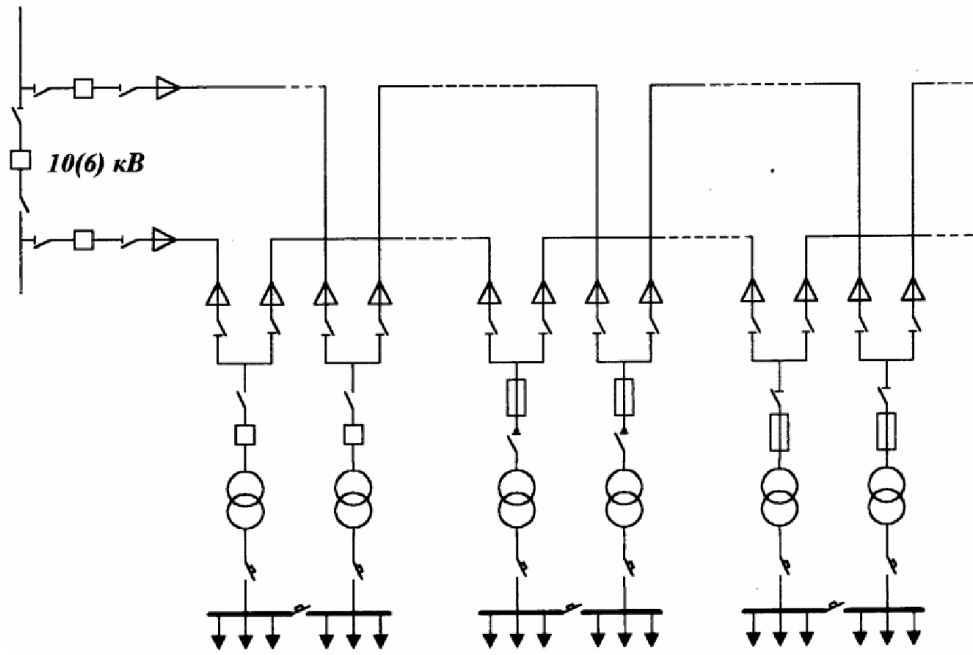


Рис.3.3. Схема питания двойными сквозными магистралями в системе электроснабжения предприятия

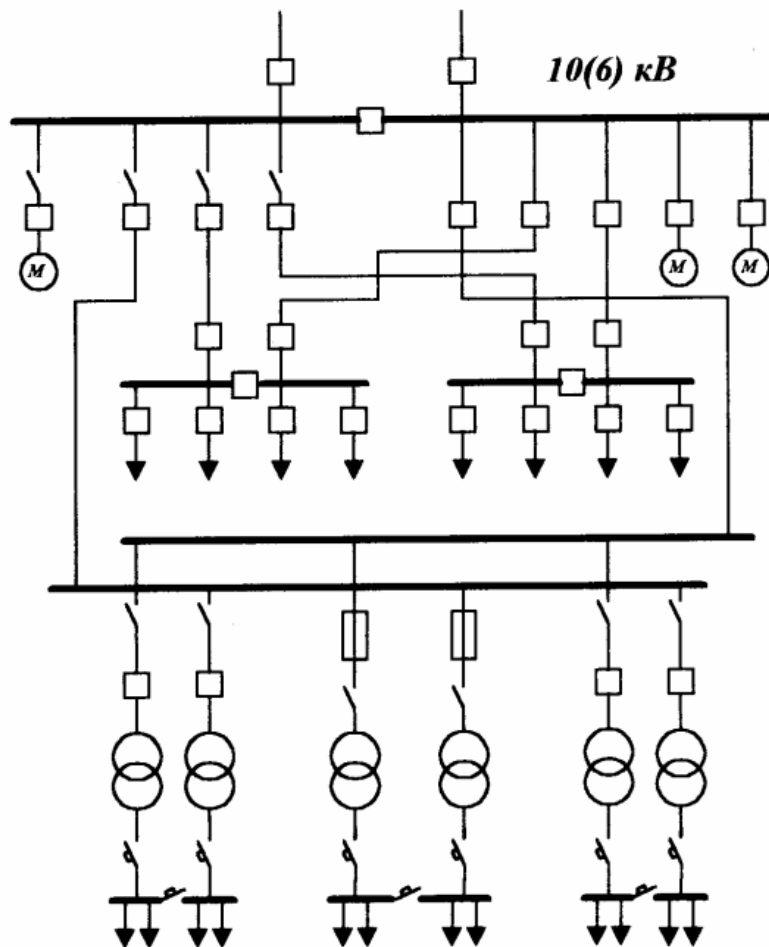


Рис.3.4. Схема смешанного питания потребителей в системе электроснабжения предприятия

Анализ схемы внутреннего электроснабжения выполняется при помощи картограммы нагрузок с учетом размещения ТП и ЭП высокого напряжения. В первую очередь рекомендуется широкое применение простых радиальных (рис. 5.2) и магистральных схем. В последнем случае применение схемы двойной сквозной магистрали (рис.3.3) и наличие резервных перемычек на низшем напряжении позволяет обеспечить надежное питание потребителей любой категории. Окончательный выбор схемы производится путем сопоставления ТЭП двух-трех вариантов. Критерием выбора является минимум приведенных затрат.

#### 4. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Выбор любого технического решения при проектировании системы электроснабжения производится с помощью технико-экономических расчетов (ТЭР). Критерием выбора является минимум приведенных расчетных затрат. При этом сравниваемые варианты должны быть технически равноценны. Стоимость ЭП не учитывается, т.к. они являются частью технологии.

При технико-экономических расчетах систем промышленного электроснабжения соблюдают следующие условия /7/:

1. сравниваемые варианты должны иметь равную степень надежности. При разной надежности необходимо учитывать составляющую ущерба;
2. расчеты ведутся применительно к одному уровню цен по укрупненным показателям стоимости(УПС). УПС основных элементов приведены в /3.15/.
3. стоимость потерь электроэнергии определяется по тарифам на электроэнергию для той энергосистемы, от которой получает питание, данное предприятие.
4. одинаковые элементы системы электроснабжение, в разных вариантах могут быть исключены из расчетов.

В условиях реконструкции систем электроснабжения упрощенная формула для определения приведенных затрат имеет вид /7/.

$$Z = E_H (K_B - K_L) + (E_L + E_{TP})(K_B + K_{BC} - K_L) + C_{П}, \quad (4.1)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент эффективности, принимаемым равным 0,15;  $K_B$  - капитальные затраты на вновь устанавливаемое электрооборудование, тыс.руб.;  $K_L$  - ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования, тыс.руб.;  $K_{BC}$  – восстановительная стоимость существующего электрооборудования, определяемая как стоимость вновь устанавливаемого или по балансовой стоимости, тыс.руб.;  $E_A$ - коэффициент отчислений на амортизацию;  $E_{TP}$  - коэффициент отчислений на текущий ремонт;  $C_{П}$  - стоимость потерь, тыс.руб.

$$C_{П} = \Delta P c_o \tau \quad (4.2)$$

где  $\Delta P$  - потери активной мощности в элементах систем электроснабжения, кВт;  
 $c_o$  – стоимость 1 кВт·час потерь электроэнергии;  
 $\tau$  - время максимальных потерь, час.

Стоимость 1 Квт·час потерь определяется по тарифам на электроэнергию.

$$c_o = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (4.3)$$

где  $\alpha$ - основная ставка двухставочного тарифа, руб/кВт;  
 $\beta$ - дополнительная ставка, руб/кВт·час;  
 $T_M$  - время использования максимума нагрузки, час.

Время максимальных потерь  $\tau$ , час можно найти в зависимости от  $T_M$  по формуле

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (4.4)$$

## 5. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ

Вопросы выбора проводников в зависимости от условий окружающей среды и прокладки подробно описаны в/3/. Ниже рассматривается выбор проводников по техническим и экономическим условиям в соответствии с требованиями ПУЭ /10/. К техническим условиям относятся номинальное напряжение, нагрев расчетным током, коронирование, стойкость в режиме К.З., потеря напряжения, механическая прочность.

Экономические условия выбора заключаются в выборе сечения проводников, обеспечивающих минимальные затраты на сооружение линий при выполнении всех технических условий. Наиболее точно данная задача решается при помощи технико-экономического расчета.

Выбор проводников по напряжению состоит в выполнении условия:

$$U_n \geq U_c, \quad (5.1)$$

где  $U_n$ - номинальное напряжение проводника;

$U_c$ -номинальное напряжение сети.

Выбор сечения по нагреву осуществляется по расчетному току. При этом необходимо определить наибольший длительный ток  $I_{pm}$ , который будет протекать по проводнику в нормальном или аварийном режимах. Например, для параллельно работающих линий это будет отключение одной из них, в то время как оставшаяся в работе обеспечивает резервирование нагрузок. Условия выбора по нагреву:

$$I_{pm} \leq I_d K_n \quad (5.2)$$

где  $I_d$  - допустимый ток проводника, определяемый в соответствии с требованиями /10/ в зависимости от конкретных условий, которые учитываются введением поправочных коэффициентов  $K_n$ .

Для кабельных линий до 10 кВ с бумажной изоляцией недогруженных в нормальном режиме допустима кратковременная перегрузка в послеаварийном режиме. В этом случае необходимо учесть коэффициент перегрузки  $K_{п2}$  /15/:

$$I_{pm} \leq I_d K_{п2} \quad (5.3)$$

По условиям коронирования выбираются только сечения воздушных линий высокого напряжения. Правильность выбора обеспечивается при использовании таблиц «Укрупненные технико-экономические показатели стоимости элементов систем электроснабжения» /3/. В этих таблицах указаны минимальные, с точки зрения механической прочности и коронирования, сечения проводников.

Воздействие токов КЗ учитывается при выборе сечений кабельных линий, защищаемых релейной защитой. Выбор термически стойких сечений кабельных линий высокого напряжения показан в /14/. Кабели, защищенные плавкими предохранителями на стойкость к токам КЗ не проверяются.

Выбор проводников до 1 кВ проводится с учетом установки аппаратов защиты

по условию:

$$I_d \geq K_3 \cdot I_3 \quad (5.4)$$

где  $K_3$  - коэффициент, представляющий отношение длительного тока проводника к номинальному току защитного аппарата,  $I_3$ . Величины  $K_3$  приведены в /14/.

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения. Нормированные значения потерь напряжения  $\Delta U$  не установлены. Задача проектирования сводится к обеспечению выполнения требований ГОСТ13109-97 на нормы качества электрической энергии на зажимах ЭП (см. разд.9).

Тем не менее, в практике проектирования считается, что для правильно спроектированной сети величина потери напряжения от центра питания до зажимов наиболее удаленного ЭП не должна превышать 5%.

Потери напряжения в отдельных элементах системы электроснабжения определяются по известным в проектной практике формулам /3/.

Сечение проводников высокого напряжения во всех случаях, а проводников до 1000 В при времени использования максимальной нагрузки  $T_m \geq 4000$  час, выбирается также с учетом экономической плотности тока  $j_э$ , А/мм<sup>2</sup>, /10/.

$$F = \frac{I_p}{j_э} \quad (5.5)$$

где  $I_p$  - расчетный ток проводника в нормальном установившемся режиме, А;

$F$  - сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

Сечение, полученное по (5.5), округляется до ближайшего меньшего, стандартного.

К установке принимается сечение проводника, удовлетворяющее одновременно всем вышеуказанным условиям.

## 6. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКТИВНОМ ВЫПОЛНЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Питающие(внешние) сети включают в себя, как правило, воздушные линии 35 ÷ 220 кВ и главную понизительную подстанцию (ГПП).

На предприятиях небольшой и средней мощности линии 6 – 35 кВ отходящие от ГПП(ГРП) к распределительным подстанциям (РП) или цеховым ТП выполняются в основном кабельными из-за большой плотности наземного генплана промышленного предприятия. Только для удаленных объектов(например, насосные станции) находят применение воздушные ЛЭП. Кабельные ЛЭП занимают меньше места по сравнению с воздушными. Надежность их работы не зависит от ветра, гололеда, загрязненной окружающей среды и т.п.

Прокладка кабелей может осуществляться: в траншеях, каналах, туннелях, блоках, на эстакадах и в галереях, а также на лотках и в коробах по стенам и конструкциям здания. Способ прокладки выбирается в зависимости от количества кабелей и условий трассы /3/. Трасса выбирается наикратчайшая, с учетом наименьшего числа пересечений между собой и с другими коммуникациями.

В системах электроснабжения энергоемких предприятий(металлургия, нефтехимия) возникает необходимость передачи значительных мощностей от ГПП или ТЭЦ до РП (порядка 40 ÷ 50 МВ · А). В этих случаях рациональным является применение токопроводов высокого напряжения, которые по сравнению с кабельными ЛЭП имеют технико-экономические преимущества.

Схему ГПП(ГРП) выбирают с учетом требований по надежности питания, мощности нагрузок потребителей и размещения их на генплане предприятия, а также

производственных, архитектурно-строительных и эксплуатационных требований. В общем, схема ГПП предприятий малой и средней мощности включает в себя один или два понизительных трансформатора и РУ высшего, среднего и низшего напряжений /7/. Следует применять по возможности простые схемы без сборных шин со стороны высшего напряжения и одиночные секционированные со стороны среднего и низшего напряжений. Число секций определяется числом трансформаторов или расщепленных обмоток низшего напряжения и зависит от количества присоединений (не более 6-8 на одну секцию). Каждая секция работает отдельно и получает питания от отдельных ЛЭП или трансформаторов. Конструктивное выполнение ГПП(ГРП) определяется схемой и условиями окружающей среды. При нормальных условиях РУ35 ÷220 кВ выполняются открытыми. Силовые трансформаторы ГПП, как правило, устанавливаются открыто. При монтаже РП6-20 кВ используют комплектные распределительные устройства (КРУ) двух исполнений: выкатные и стационарные. Выкатные КРУ применяют для наиболее ответственных электроустановок с большим числом камер (15 - 20), где требуется быстрое устранение неисправности. Ячейки КРУ могут быть внутренней и наружной (открытой) установки.

Для неответственных потребителей целесообразно применение стационарных камер типа КСО. Простое исполнение и невысокая стоимость создают им преимущества по сравнению с более дорогими КРУ выкатного исполнения. При этом немаловажным обстоятельством является снижение затрат на строительную часть, т.к. камеры КСО рассчитаны на одностороннее обслуживание.

Цеховые ТП, как правило, не должны иметь РУ на стороне высшего напряжения. Следует широко применять непосредственное (глухое) присоединение питающей кабельной линии к трансформатору при радиальных схемах питания и подключение через разъединитель или выключатель нагрузки при магистральных схемах питания. Выключатели нагрузки устанавливаются на трансформаторах 1000 кВ·А и выше.

При сооружении и реконструкции цеховых ТП предпочтение следует отдавать комплектным трансформаторным подстанциям (КТП) полностью изготовленных на заводах. На таких подстанциях РУ низшего напряжения состоит из набора стандартных металлических шкафов с автоматами или предохранителями. Во всех случаях, при выборе схемно-конструктивного исполнения электрических сетей и подстанций следует руководствоваться нормативными и директивными документами /7,10/.

## **7. РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТЕЙ НИЗКОГО НАПЯЖЕНИЯ**

Исходными данными для проектирования являются:

- а) ведомость электрических нагрузок, включая вновь устанавливаемое оборудование;
- б) существующая схема цеховой сети;
- в) план цеха с нанесением действующих и вновь устанавливаемых электроприемников;
- г) графики активной и реактивной нагрузок цеховой подстанции.

Проектирование начинается с разработки нескольких вариантов системы электроснабжения, удовлетворяющих работе в условиях возросших электрических нагрузок, изменениях в расположении ЭП, установке новых ЭП и т.п. При этом является целесообразность замены устаревших видов электрооборудования на более прогрессивные и производительные.

В цеховых сетях напряжением до 1 кВ напряжение 380/220 В является основным для питания по четырехпроводной системе от общих трансформаторов силовых и осветительных ЭП. При проектировании электроснабжения крупных цехов следует рассматривать целесообразность применения напряжения 660/380 В /4/. Для выбора схемы цеховой сети намечаются 2-3 варианта реконструкции. Окончательный выбор производится с помощью технико-экономических расчетов. При этом следует рассмотреть возможности использования элементов существующей системы электроснабжения, главным образом шинопроводов и распределительных шкафов /5/. Существующие кабельные проводки, особенно закрытые подлежат замене.

Способы прокладки цеховых сетей зависят от условий окружающей среды и технологического процесса. При нормальных условиях рекомендуется в первую очередь открытая прокладка проводов и кабелей /5/. В случае необходимости обеспечения механической защиты проводников применяют металлические и пластмассовые трубы.

На предприятиях с равномерным распределением нагрузок по площади цеха может применяться модульная система распределительных сетей с подпольной прокладкой проводов в трубах. /5/.

Применение модульной сети позволяет осуществить полную независимость электротехнической части от размещения технологического оборудования. Такая сеть может оказаться целесообразной на предприятиях машиностроительной, приборостроительной, радиотехнической, электронной и других отраслей промышленности в тех случаях, когда возможны перепланировки размещения технологического оборудования и требуется соблюдение стерильных условий производства.

Инструкция по проектированию электроснабжения /5/ ориентирует на широкое применение простых и дешевых электроконструкций и коммутационно-защитных аппаратов. В частности применение автоматических выключателей целесообразно при частых отключениях, необходимости автоматического управления или быстрого восстановления питания (АВР).

Для внутрицехового распределения электроэнергии следует избегать применения многоступенчатых схем. Питание ЭП II и III категории рекомендуется осуществлять от однострансформаторных КТП.

Наиболее целесообразны магистральные схемы (рис. 9.2; 9.3; 9.4) выполненные комплектными шинопроводами серии ШМА или ШРА /3/. Основным достоинством таких схем является достаточно высокая надежность, универсальность и гибкость позволяющие производить изменения технологического процесса и перестановки производственного оборудования без существенного изменения электрических сетей.

Распределение нагрузок между магистралями должно выполняться таким образом, чтобы ЭП, связанные единой технологией, не питались от разных магистралей. Взаимное резервирование магистралей позволяет рекомендовать такие схемы и для потребителей I категории.

Подводка питания к механизмам от шинопроводов выполняется обычно открытым способом с защитой от возможных механических повреждений. Следует применять преимущественно ответвительной коробки с предохранителями.

Радиальные схемы (рис. 9.1) применяются в тех случаях, когда распределение нагрузок, условия прокладки или окружающей среды, наличие грузоподъемных механизмов и пр. не позволяют использовать магистрали, а также для питания мощных или ответственных ЭП.

Радиальные схемы рекомендуются в цехах с взрывоопасной или химически

агрессивной средой. Щиты и шкафы управления следует применять преимущественно одностороннего обслуживания с рубильниками и предохранителями. Обычно цеховая сеть выполняется по смешанной схеме, радиальные схемы используется лишь для наиболее ответственных потребителей.

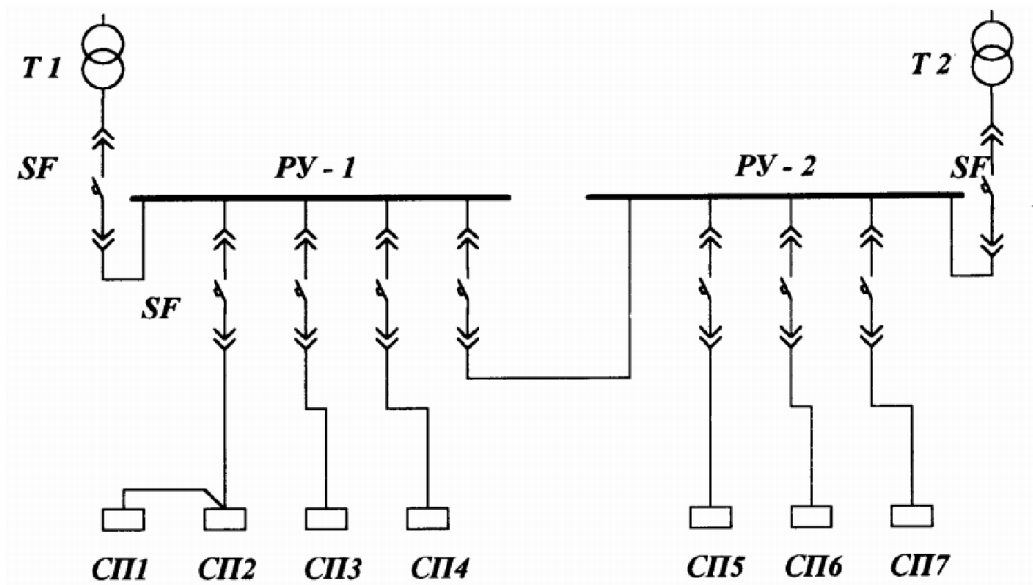


Рис.7.1. Радиальная схема распределения электроэнергии

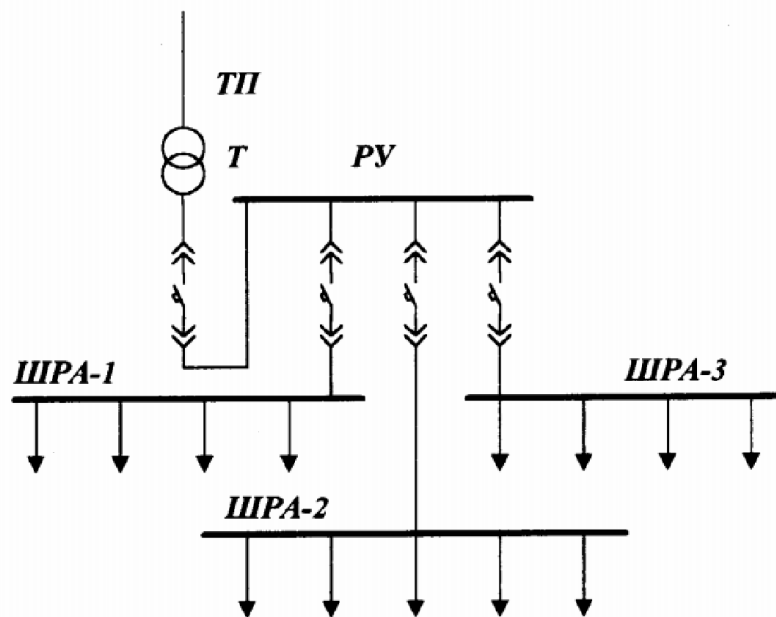


Рис.7.2. Магистральная схема распределения электроэнергии

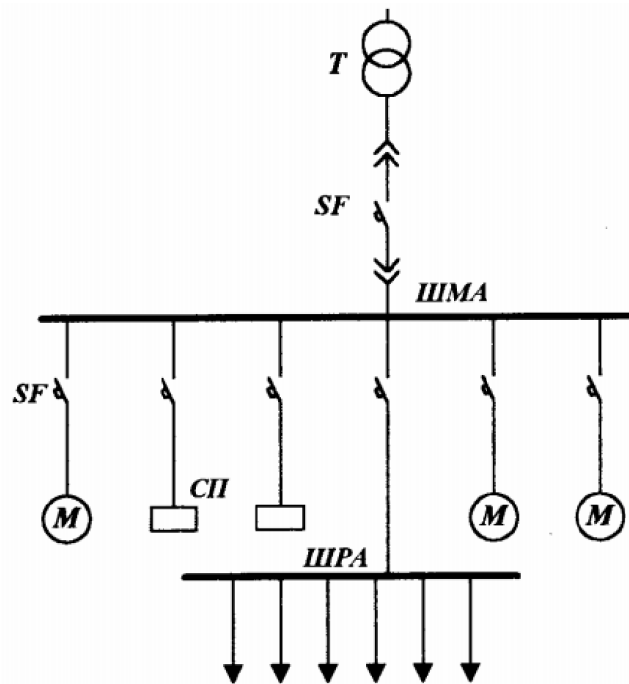


Рис.7.3. Схема блока трансформатор-магистраль для однитрансформаторной подстанции

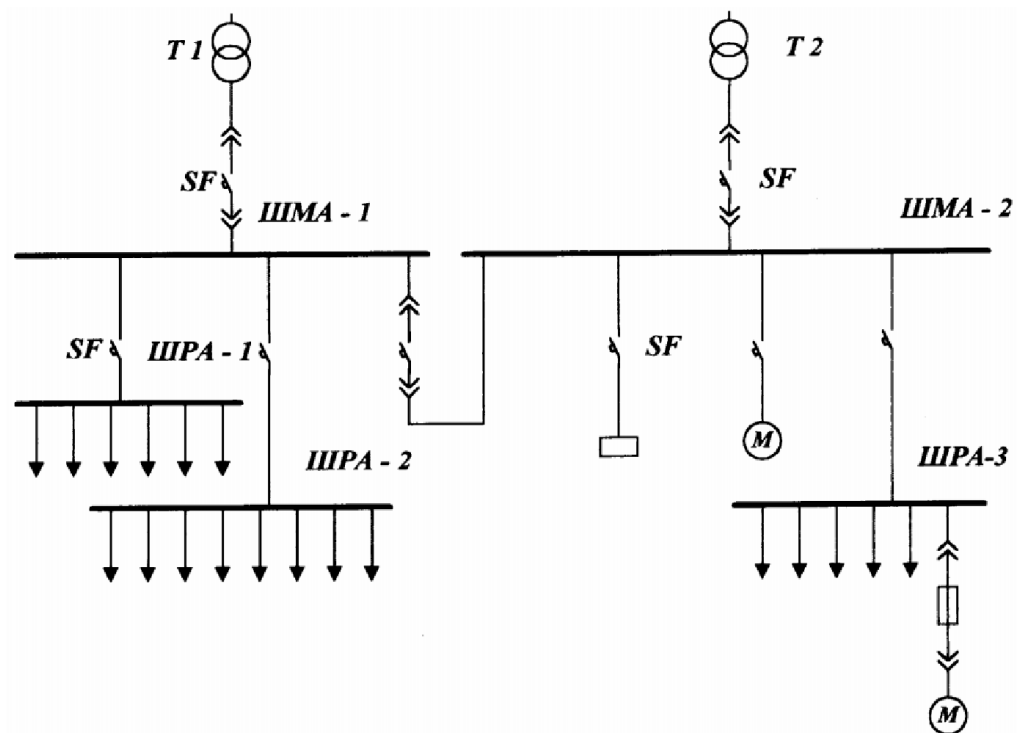


Рис.7.4. Схема блока трансформатор-магистраль для двухтрансформаторной подстанции

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 8.1 Общие положения

Компенсация реактивной мощности электроустановок потребителей может производиться с помощью различных мероприятий без установки дополнительных источников реактивной мощности или при помощи компенсирующих устройств.

Первый круг вопросов может решаться в условиях действующего предприятия, поэтому при проектировании рассматриваются только вопросы выбора мощности КУ и их размещения в сетях предприятия. Подробно методика изложена в /13/.

По данным расчета нагрузок в разд.1 известны следующие значения нагрузок на шинах ГПП:

$P_p$  - расчетная активная нагрузка;

$Q_p$  - расчетная реактивная нагрузка;

При этом определение  $Q_p$  должно быть произведено с учетом всех КУ и СД установленных на предприятии.

В дальнейшем, с целью единства терминологии с /13/, эти нагрузки названы соответственно:

$P_{M1}$  - максимальная активная нагрузка предприятия в режиме наибольших нагрузок энергосистемы (обачно IV квартал года);

$Q_{M2}$  - максимальная реактивная нагрузка в те же часы.

Максимальная реактивная нагрузка  $Q_{M1}$ , по которой определяется потребность в дополнительной установке КУ находится с учетом коэффициента несовпадения максимумов активной нагрузки энергосистемы и реактивной нагрузки предприятия (см. табл.8.1).

$$Q_{M1} = K_n \cdot Q'_{M1} \quad (8.1)$$

Таблица 8.1

| Отрасль промышленности  | $K_n$ |
|---|-------|
| Нефтеперерабатывающая, текстильная  | 0,95  |
| Нефтедобывающая, пищевая, строительных материалов, бумажная, металлургическая, химическая | 0,90  |
| Угольная, машиностроительная, металлообрабатывающая                                       | 0,85  |
| Торфообрабатывающая, деревообрабатывающая   | 0,80  |
| Прочие  | 0,75  |

Для действующего предприятия в качестве  $P_{M1}$  и  $Q_{M1}$  принимаются фактические значения нагрузок по данным замеров в квартале с наибольшей нагрузкой. Значение  $P_{M1}$  и  $Q_{M1}$  сообщаются в энергосистему для определения экономически оптимальных значений реактивных мощностей, которые могут быть поставлены потребителю в часы наибольших и наименьших нагрузок энергосистемы –  $Q_{31}$  и  $Q_{32}$  соответственно.

По величине  $Q_{31}$  находится потребная мощность КУ предприятия, а по  $Q_{32}$  - наименьшая неотключаемая (нерегулируемая) часть установленной мощности КУ. Величина  $Q_{31}$  задается энергетической системой в соответствии с требованиями оптимизации режима электропотребления с точки зрения минимизации потерь электрической энергии и поддержания требуемых уровней напряжения в точках подключения потребителей (так называемый оптимизационный метод расчета).

При этом величина  $Q_{э1}$  не должна быть меньше  $Q_{э1}$  определенной по нормативным документам /13/.

$$Q_{э1} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{э1}, \quad (8.2)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{э1}$  - экономическое значение коэффициента реактивной мощности, определяемое как

$$\operatorname{tg} \varphi_{э1} = \frac{\operatorname{tg} \varphi_{\delta}}{K(0,4d_m + 0,6)}, \quad (8.3)$$

здесь  $\operatorname{tg} \varphi_{\delta}$  - базовые значения коэффициента по табл.8.2

$K$  - коэффициент, учитывающий стоимость электроэнергии в различных энергосистемах /13/;

$d_m$  - отношение потребления активной мощности потребителем в квартале с максимальной нагрузкой энергосистемы к потреблению в квартале его максимальной нагрузки.

Для энергосистемы Бурятии и Читинской области  $K= 1,2$ , для Иркутской области и Красноярского края  $K= 0,6$ .

Таблица 8.2

| Напряжения питающей сети             |     |     |     |              |
|--------------------------------------|-----|-----|-----|--------------|
|                                      | 35  | 110 | 220 | Генераторное |
| $\operatorname{tg} \varphi_{\delta}$ | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,6          |

Суммарная мощность дополнительных КУ  $Q_{кд}$  определяется из баланса реактивных мощностей в точке раздела сетей системы и предприятия в период максимума активной нагрузки системы:

$$Q_{кд} = Q_{м1} - Q_{э1} \quad (8.4)$$

Для промышленных предприятий с суммарной присоединенной мощностью трансформаторов менее 750 кВ · А значения  $Q_{кд}$  устанавливаются энергосистемой.

Найденная мощность КУ распределяется между синхронными двигателями высокого напряжения и конденсаторными батареями (КБ). Вопросы компенсации РМ в сетях с нелинейными, несимметричными и резко переменными нагрузками рассмотрены в /13/.

В первом приближении, применение КБ в качестве источника РМ в каком-либо узле системы электроснабжения с нелинейными нагрузками допускается если выполняются условия:

для вентильных преобразователей

$$\frac{S_k}{S_{нл}} \geq 200, \quad (8.5)$$

для других нелинейных нагрузок

$$\frac{S_k}{S_{нл}} \geq 100, \quad (8.6)$$

где  $S_k$  - мощность короткого замыкания в данном узле системы;

$S_{нл}$  - мощность нелинейных ЭП, подключенных к этому узлу.

Решение задачи начинается с анализа режимов работы сети предприятия, возможности снижения реактивной нагрузки за счет улучшения режимов работы оборудования и увеличения РМ, получаемой от синхронных двигателей 6 – 10 кВ (расчет см. ниже).

С целью максимального снижения потерь электроэнергии в заводских сетях целесообразно устанавливать КБ как можно ближе к ЭП. При выборе места установки КБ необходимо стремиться к подключению их под общий коммутационный аппарат с ЭП. К установке следует принимать комплектные КУ(ККУ), выпускаемые электротехнической промышленностью. В соответствии с требованиями энергетической системы необходимо выдерживать заданное потребление РМ в часы максимальных и минимальных нагрузок. Отсюда выявляются требования к регулированию мощности КБ, которые следует учитывать при выборе типов ККУ.

## 8.2. Определение мощности конденсаторных батарей в сетях напряжением до 1000 В.

Суммарная мощность низковольтных конденсаторных батарей находится двумя этапами расчета /13/

$$Q_{KH} = Q_{KH1} + Q_{KH2} \quad (8.7)$$

Первый этап расчета для определения  $Q_{KH1}$  связан с одновременным выбором оптимального числа или мощности цеховых трансформаторов. На втором этапе определяется дополнительная мощность КБ с целью наибольшего снижения потерь мощности в цеховых трансформаторах и в сетях с напряжением 6 – 10 кВ, питающих эти трансформаторы.

Минимальное число трансформаторов одинаковой мощности находится по выражению

$$N_{Tmin} = \frac{\Sigma P_T}{K_T S_T} + \Delta N \quad (8.8)$$

где  $\Sigma P_T$  - сумма расчетных активных нагрузок на линиях низшего напряжения данной группы трансформаторов;  $K_T$  (см. табл. 2.2);

$S_T$  - принятая номинальная мощность трансформатора (см. разд.2);

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

Оптимальное число трансформаторов определяется как

$$N_T = N_{Tmin} + m, \quad (8.9)$$

где  $m$  - дополнительное число трансформаторов (рис.8.1)

Если число трансформаторов  $N_T$  не может быть изменено, то их номинальная мощность выбирается по условию

$$S_T \geq \frac{\Sigma P_T}{K_T N_T} \quad (8.10)$$

Наибольшая реактивная мощность, которую рационально передать через трансформаторы в цеховую сеть, подсчитывается по формуле

$$Q'_T = \sqrt{(N_T K_T S_T)^2 - (\Sigma P_T)^2} \quad (8.11)$$

Мощность компенсирующих устройств для данной группы трансформаторов

$$Q_{кн1} = \Sigma Q_T - Q'_T, \quad (8.12)$$

где  $\Sigma Q_T$  - сумма расчетных реактивных нагрузок на шинах низшего напряжения данной группы трансформаторов.

Если окажется, что  $Q_{кн1} < 0$ , то по первому этапу расчета установка КБ низшего напряжения не требуется.

Дополнительная мощность КБ по второму этапу определяется по выражению

$$Q_{кн2} = \Sigma Q_T - Q_{кн1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T \quad (8.13)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от стоимости электрической энергии и схемы питания цеховых ТП (рис.8.2).

Для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами -  $\gamma = K_1/30$

Для двухступенчатой схемы питания ТП от РП6 – 10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности,  $\gamma = K_1/60$

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов  $K_1$  принимается по табл.8.3.

Значение  $K_2$  определяется по табл.8.4

Здесь  $l$  - длина линии (при магистральной схеме с двумя ТП – длина участка до первой ТП, км).

В случае если  $Q_{кн2} \leq 0$  не требуется установка соответствующей мощности КБ.

Общая потребная мощность КБ делится пропорционально реактивным нагрузкам каждого трансформатора и далее выбирается установленная мощность КБ с учетом выполнения условия (1.25).

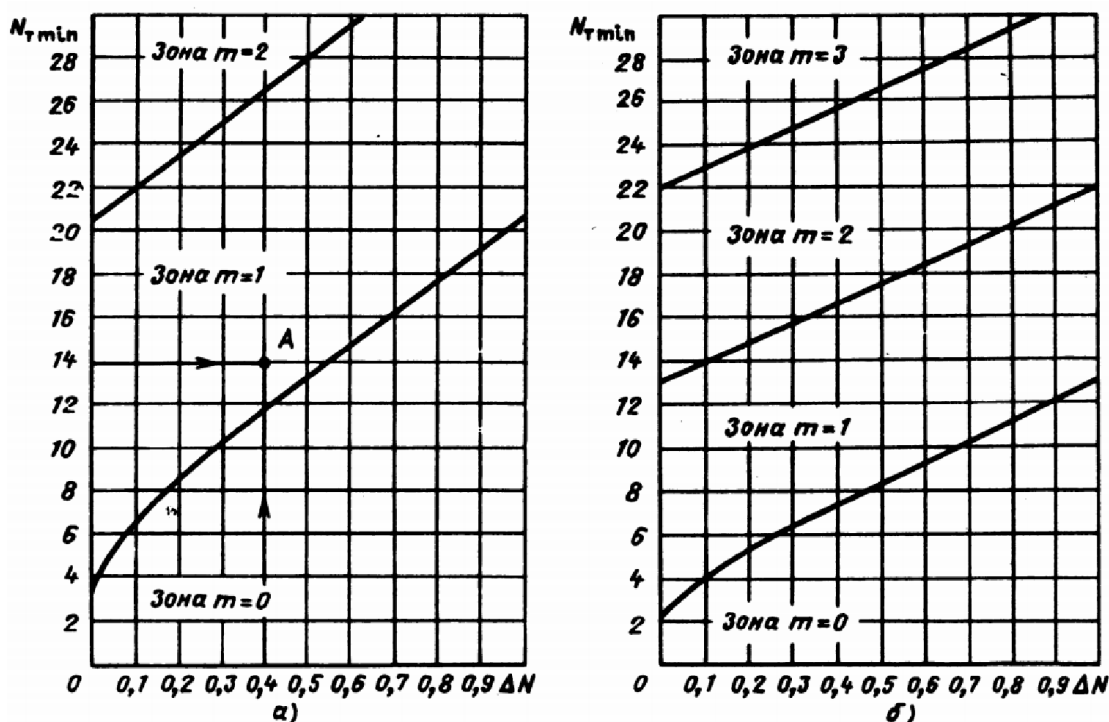


Рис. 8.1. Зоны определения числа трансформаторов  
 а -  $\beta_T = 0,7 \div 0,8$ ; б -  $\beta_T = 0,9 \div 1$ .

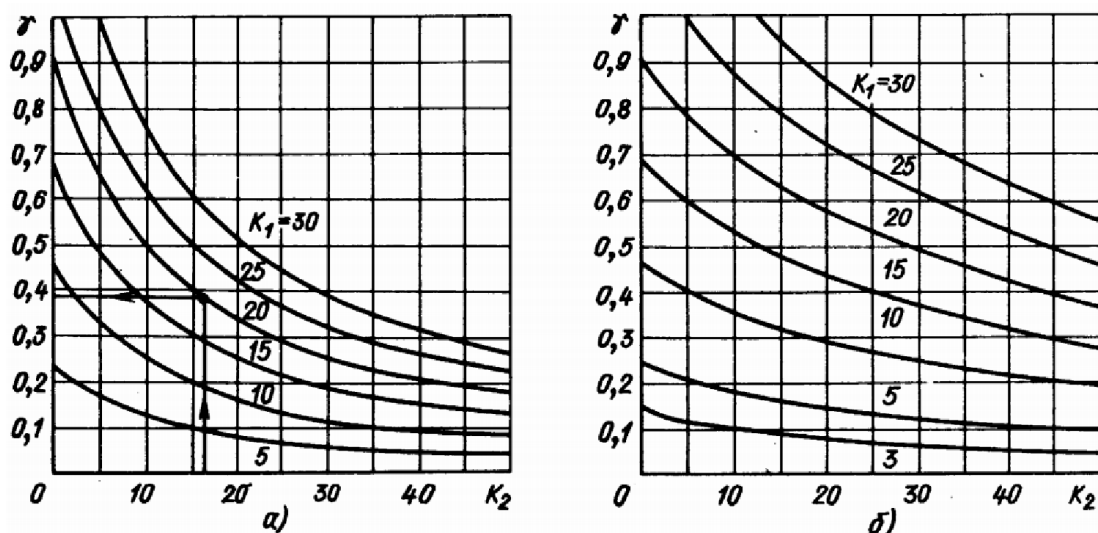


Рис.8.2. Кривые определения коэффициентов  $\gamma$  для радиальной схемы питания трансформаторов: а)  $U_n = 6$  кВ; б)  $U_n = 10$  кВ

Таблица 8.3

Значение коэффициента  $K_1$

| Объединенная энергосистема | Количество рабочих смен | Удельный коэффициент потерь, $K_1$ |
|----------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| Урал                       | 1                       | 22                                 |
|                            | 2                       | 14                                 |
|                            | 3                       | 11                                 |
| Сибирь                     | 1                       | 15                                 |
|                            | 2                       | 15                                 |
|                            | 3                       | 15                                 |
| Дальний Восток             | 1                       | 9                                  |
|                            | 2                       | 9                                  |
|                            | 3                       | 9                                  |

Таблица 8.4

Значение коэффициента  $K_2$

| Мощность трансформатора $S_T$<br>Кв·А | Коэффициент $K_2$ при длине питающей линии $l$ , км |         |         |         |         |
|---------------------------------------|---|---------|---------|---------|---------|
|                                       | до 0,5  | 0,5 - 1 | 1 - 1,5 | 1,5 - 2 | Свыше 2 |
| 400                                   | 2   | 4       | 7       | 10      | 17      |
| 630                                   | 2   | 7       | 10      | 15      | 27      |
| 1000                                  | 2   | 7       | 10      | 15      | 27      |
| 1600                                  | 3   | 10      | 17      | 24      | 40      |

### 8.3. Распределение мощности КБ в цеховой сети напряжением до 1000 В.

Критерием целесообразности распределения мощности КБ в цеховых сетях является дополнительное снижение потерь мощности с учетом технических возможностей для подключения КБ.

Если электрические сети выполнены только кабельными линиями, то КБ присоединяются к шинам цеховых ТП. При наличии шинопроводов, установленная мощность КБ делится между ними пропорционально их реактивным нагрузкам. Точка подключения выбирается с учетом технических возможностей для установки КБ вне пределов цеховых ТП /13/.

#### 8.4 Определение мощности КБ в сетях напряжением выше 1000 В.

При решении вопросов компенсации РМ в сетях 6 ÷ 10 кВ необходимо рассмотреть возможность использования высоковольтных СД мощностью более 1000 кВт как источников дополнительной реактивной мощности. Располагаемое значение реактивной мощности такого СД

$$Q_{сдр} = \alpha \sqrt{P_{сд}^2 + Q_{сд}^2} \quad (8.14)$$

где  $P_{сд}$ ,  $Q_{сд}$  – номинальные активная и реактивная мощности;

$\alpha$  – коэффициент допустимой перегрузки, определяемый в зависимости от коэффициента загрузки двигателя по активной мощности (рис.8.3).

Тогда,  $Q_{кд}$  найденная из (8.2) может разделена на две части

$$Q_{кд} = Q_{кв} + Q_{сдр},$$

где  $Q_{кв}$  – потребная мощность КБ высокого напряжения.

Далее  $Q_{кв}$  делится между РП 6 – 10 кВ пропорционально их реактивным мощностям (см. расчет нагрузок на 4УР гл.1). При этом КБ высокого напряжения устанавливаются в тех РП, где нагрузка имеет индуктивный характер. На каждой секции РП следует подключать ККУ, мощностью не менее 450 квар, установленная мощность КБ высокого напряжения на каждом РП не должна превосходить реактивную нагрузку.

$$Q_{квi} \leq Q_{pi} \quad (8.15)$$

где  $Q_{квi}$ ,  $Q_{pi}$  – соответственно мощность КБ и расчетная реактивная нагрузка данного РП.

Если условие (8.15) невозможно выполнить, то  $Q_{квi}$  перемещается на более высокий уровень шины ГПП.

Если общая потребная мощности  $Q_{квi} < 450$  квар и нет РП высокого напряжения, то все КБ устанавливаются на низшем напряжении ТП с соблюдением ограничения (1.25).

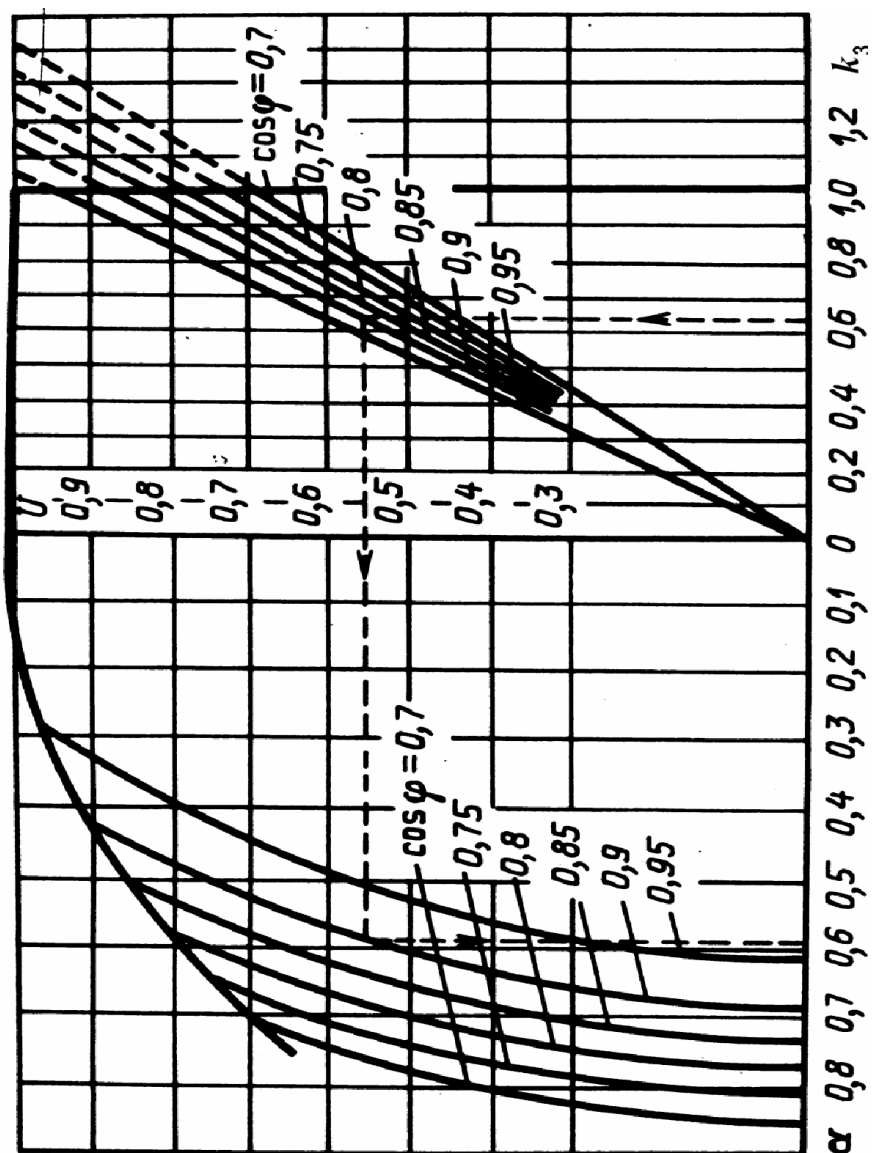


Рис.8.3. Номограмма определения располагаемой реактивной мощности СД при  $U_n=1$  и номинальном токе возбуждения

## 9. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Решение вопросов, связанных с соблюдением нормируемых показателей качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 13109-97 /15/ занимает одно из главных мест при проектировании. При этом особое внимание следует обратить на задачу поддержания нормированных уровней напряжения на зажимах ЭП. Вопросы обеспечения качества электрической энергии для предприятий, имеющих ЭП с нелинейными, несимметричными и ударными нагрузками подробно описаны в /13/. Ниже рассматриваются вопросы проектирования систем электроснабжения с учетом выполнения требований ГОСТ в части отклонений напряжения. Решение задачи поддержания требуемых уровней напряжения заключается в выборе режима напряжений в центре питания на шинах ГПП, соответствующем подборе ответвлений на обмотках цеховых трансформаторов, оптимальном выборе сечений проводников и мощностей трансформаторов.

Централизованное регулирование напряжения на шинах ГПП не сможет обеспечить требуемые уровни напряжения на зажимах электроприемников(ЭП). Поэтому для решения данной задачи следует использовать местные средства регулирования, одним из которых являются цеховые трансформаторы 6-10кВ, оснащенные устройством переключения без возбуждения(ПБВ). С помощью этих устройств можно компенсировать потери напряжения в распределительных сетях путем выбора соответствующего ответвления.

Выбор ответвлений на обмотке цехового трансформатора выполняется в предположении, что на шинах ГПП осуществляется встречное регулирование в пределах не ниже 105 %  $U_n$  в режиме максимальных нагрузок и не выше 100 %  $U_n$  в период наименьших нагрузок/10/.

ГОСТ13109-97 на нормы качества электрической энергии регламентирует, величины отклонений напряжения на зажимах ЭП напряжением до 1000 В. Отсюда цеховые сети следует просчитать по режимам отклонений напряжения в период наибольших и наименьших нагрузок. По результатам расчетов выбираются ответвления на обмотках цеховых трансформаторах и проверяются отклонения напряжения на зажимах ЭП. Расчеты выполняются в процентах по отношению к номинальному напряжению.

Для производства расчетов необходимо знать закон регулирования напряжений на шинах ГПП. При отсутствии данных предполагается, что на ГПП осуществляется встречное регулирование напряжения/10/. Выбор ответвления на обмотках цехового трансформатора выполняется по результатам расчета двух режимов нагрузок- максимального и минимального.

Добавка напряжения  $E_T$  определяется из двух неравенств:

$$\begin{aligned} E_T &\leq \delta U_{\partial}^g - E_n^{\max} + \Delta U_{\epsilon} + \Delta U_T; \\ E_T &\leq \delta U_{\partial}^g - E_n^{\min} + K_{\text{неp}} \times (\Delta U_{\epsilon} + \Delta U_T); \end{aligned} \quad (9.1)$$

Где  $\delta U_{\partial}^g$  - верхний допустимый предел отклонения напряжения для ЭП, ближайшего к шинам цеховой ТП;

$\Delta U_B$  - потеря напряжения в линии 6 - 10 кВ;

$\Delta U_T$  - потеря напряжения в трансформаторе/4/;

$K_{\text{неp}}$  - отношение минимальной нагрузки  $S_{\min}$  к нагрузке максимального режима  $S_{\max}$ ;  $E_n^{\max}$ ,  $E_n^{\min}$ , режим напряжения (добавки) на ГПП в максимальном и минимальном режимах.

При наличии графика нагрузок  $S_{\min}$  берется из него. Если график отсутствует, следует использовать типовые графики для соответствующих отраслей промышленности.

Далее проверяются отклонения напряжения на зажимах наиболее удаленного ЭП:

$$\begin{aligned} \delta U_{\partial}^h &\leq E_n^{\max} + E_T - (\Delta U_{\epsilon} + \Delta U_T + \Delta U_n); \\ \delta U_{\partial}^h &\leq E_n^{\min} + E_T - K_{\text{неp}} \times (\Delta U_{\epsilon} + \Delta U_T + \Delta U_n), \end{aligned} \quad (9.2)$$

где  $\delta U_{\partial}^h$  - нижний допустимый предел отклонения напряжения для удаленного ЭП;

$\Delta U_n$  - потеря напряжения в сети 0,38 кВ.

Если величина  $\delta U_{\partial}^g$  не удовлетворяет неравенствам, следует увеличить значения  $E_T$ , установить КУ или пересмотреть вопрос выбора сечений проводов и кабелей в сторону их увеличения.

При разнородных графиках централизованное регулирование не всегда обеспечивает поддержание нормированных уровней напряжений на зажимах ЭП.

Отсюда возникает задача выбора оптимального закона регулирования напряжений на ГПП и размещения дополнительных средств регулирования на тех линиях, где не выдерживаются требования по отклонениям напряжения.

Поставленная задача решается с помощью двух систем неравенств, составляемых по каждой отходящей линии на основании уравнения (9.1). Неравенства составляются для режимов максимальных и минимальных нагрузок.

Первая система позволяет определить требуемые добавки напряжения в ЦП для режима максимальных нагрузок  $E_n^{\max}$  и минимальных нагрузок  $E_n^{\min}$ , исходя из величины верхнего допустимого предела отклонений напряжения в  $\delta U_\delta^g$  на зажимах ЭП ближайшего к ЦП:

$$\begin{aligned} E_n^{\max} &\leq \delta U_\delta^g - \sum E_i + \sum K_{н.маxi} \cdot \Delta U_i; \\ E_n^{\min} &\leq \delta U_\delta^g - \sum E_i + \sum K_{н.мини} \cdot \Delta U_i; \end{aligned} \quad (9.3)$$

Из второй системы находится  $E_n^{\max}$  и  $E_n^{\min}$  по нижнему допустимому пределу отклонений напряжения  $\delta U_\delta^g$  для наиболее удаленных ЭП:

$$\begin{aligned} E_n^{\max} &\leq \delta U_d^H - \sum E_i + \sum K_{H.маxi} \cdot \sum U_i \\ E_n^{\min} &\leq \delta U_d^H - \sum E_i + \sum K_{н.мини} \cdot K_{неpi} \cdot \Delta U_i \end{aligned} \quad (9.4)$$

Здесь  $E_i$  - добавки напряжения, создаваемые регулировочными устройствами, установленными в данной линии (цеховые трансформаторы, конденсаторные батареи и пр.);

$K_{н.маxi}$  - коэффициент несовпадения максимальной нагрузки в данной линии с максимумом нагрузки на шинах ЦП;

$K_{н.мини}$  - коэффициент несовпадения минимальной нагрузки линии с минимумом нагрузки на ЦП;

$\Delta U_i$  - потери напряжения в элементах линии между ЦП и ЭП;

$K_{неpi}$  - отношение минимальной нагрузки  $S_{мин.i}$  линии к ее максимальной нагрузке  $S_{маxi}$ .

Коэффициенты несовпадения максимальной и минимальной нагрузок.

$$\begin{aligned} K_{н.маxi} &= \frac{S_{t.маxi}}{S_{маxi}} \\ K_{н.мини} &= \frac{S_{t.мини}}{S_{мини}} \end{aligned} \quad (9.5)$$

Где  $S_{t.маxi}$ ,  $S_{t.мини}$  - нагрузки линии в период максимального и минимального режимов на шинах ЦП;

$S_{маxi}$ ,  $S_{мини}$  - максимальная и минимальная нагрузка линии.

Если системы неравенств имеют общее решение и регулировочный диапазон регулирующего устройства ЦП обеспечивает возможность его реализации, то требуемый режим напряжений обеспечивается на всех линиях.

В противном случае из исходных систем необходимо последовательно выделять неравенства, наиболее не удовлетворяющие поставленными ограничениями до тех пор, пока остающаяся часть не получит общее решение. Для линий, соответствующих последней, достаточно осуществлять централизованное регулирование.

Выделенным неравенством соответствуют линии, требующие применения местного регулирования. Первоначально следует рассмотреть мероприятия, не связанные с установкой дополнительных технических средств регулирования: изменение схемы питания; замена сечений проводников; изменение  $E_T$  на цеховых ТП; регулирование режима работы КУ; регулирование графика электропотребления по линиям; применение связей на напряжение до 1000 В между цеховыми ТП. В случае недостаточности проведения таких мероприятий решается вопрос о выборе дополнительных технических средств. Чаще всего оказывается достаточной установка единого средства, например, линейного регулятора. Закон регулирования напряжения с его помощью выбирается на основании выше приведенной методики. При этом рассматриваются только линии, где не выдерживаются требования по отклонениям напряжения. При этом коэффициенты  $K_{H \max}$  и  $K_{H \min}$  должны быть пересчитаны, поскольку форма суммарного графика нагрузки выделенных линий отличается от формы графика нагрузки на шинах ГПП. При выборе средств регулирования напряжения следует учитывать, что в правильно спроектированной сети наибольшая потеря напряжения  $\Delta U_{H6}$  не должна превышать величины располагаемой потери напряжения  $\Delta U_{pac}$ , определяемой следующим образом:

для сети без трансформатора

$$\Delta U_{pac} \leq \delta U_{\delta}^6 - \delta U_{\delta}^H;$$

для сети с трансформатором

$$\Delta U_{pac} \leq \delta U_{\delta}^6 - \delta U_{\delta}^H - E_c$$

где  $E_c$  - добавка напряжения, %, создаваемая одной ступенью регулировочного ответвления цехового трансформатора.

В то же время с технической и экономической точек, целесообразно, чтобы величина потери напряжения  $\Delta U_{H6}$  в нормальном режиме не превышала 5% [5].

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. Проектирование энергоустановок. О расчете электрических нагрузок (Технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект №359-92 от 30июля1992г).
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Под ред. А.А. Федорова. Т.1 М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Под ред. А.А. Федорова. Т.2 М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН174-75. М.: Стройиздат, 1976.
6. Карпов В.М. К вопросу о выборе напряжения внутриводского электроснабжения. В сб.: Вопросы энергетики и автоматизации. г. Улан-Удэ, 1978.
7. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Крючков И.П. и др. Электрическая часть станции и подстанции. М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Инструкция по проектированию силового электрооборудования. СН357-77. М.: Стройиздат, 1977.
10. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1987.
11. Козлов В.А. Электроснабжение городов. М.: Энергоатомиздат, 1988.
12. Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора. М.: Энергоатомиздат, 1986.
13. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий М.: Энергоатомиздат, 1987.
14. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987.
15. ГОСТ13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. М.: Издательство стандартов, 1997.