

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
ОРДENA ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ВСЕРОССИЙСКИЙ  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ



**ТАЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ**  
имени Ф.Б. ЯКУБОВСКОГО



---

**ПОСОБИЕ К РТМ 36.18.32.6-92**  
**«УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦИИ**  
**РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**  
**В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ**  
**ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ»**

M788-1071

Москва, 1993 г.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ВСЕРОССИЙСКИЙ  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ



**ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ**  
имени Ф.Б. Якубовского



---

**ПОСОБИЕ К РТМ 36.18.32.6-92**  
«УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦИИ  
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ  
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

M788-1071

Главный инженер института

*Смирнов* — А. Г. Смирнов  
Начальник технического  
отдела *Шалыгин* А. А. Шалыгин  
Зав. лабораторией

Б. Д. Жохов  
Главный инженер проекта

*Годгельф* Л. Б. Годгельф

Москва 1993 г.

## С О Д Е Р Ж А Н И Е

Пояснительная записка .....	4
Примеры расчетов по выбору средств КРМ	
для промышленных предприятий:	
<u>Расчет 1.</u> Двухсменное предприятие,	
$P_p = 60 \text{ МВт}$ , в том числе	
$P_{p.h} = 42 \text{ МВт}$ , $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,52$ .....	7
<u>Расчет 1А.</u> То же, $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,2$ .....	12
<u>Расчет 1Б.</u> Предприятие с непрерывным	
режимом работы, $P_p = 60 \text{ МВт}$ ,	
в том числе $P_{p.h} = 42 \text{ МВт}$ ,	
$\operatorname{tg}\varphi_s = 0,2$ .....	19
<u>Расчет 2.</u> Трехсменное предприятие,	
$P_{p.h} = 12 \text{ МВт}$ , $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,53$ .....	21
<u>Расчет 2А.</u> То же, $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,15$ .....	24
<u>Расчет 2Б.</u> Трехсменное предприятие	
в составе 3 корпусов,	
$P_{p.h} = 26 \text{ МВт}$ , $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,15$ .....	26
<u>Расчет 3.</u> Трехсменное предприятие,	
$P_p = 10 \text{ МВт}$ , в том числе	
$P_{p.h} = 0,8 \text{ МВт}$ , $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,53$ .....	31
<u>Расчет 4.</u> Предприятие с непрерывным	
режимом работы, $P_p = 18 \text{ МВт}$	
( $P_{p.h} = 0$ ), $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,2$ .....	34
Выбор мощности трансформаторов с уче-	
том средств КРМ .....	37
Рекомендации по выбору единичной мощ-	
ности трансформатора для цеховых	
трансформаторных подстанций .....	43
Рекомендации по выбору коэффициента	
загрузки цеховых трансформаторов	
6-10/0,4 кВ .....	44
Определение потерь активной и реактив-	
ной мощности в цеховых трансформато-	
рах 6-10/0,4 кВ .....	46

Технические данные некоторых типов комплектных конденсаторных установок 6-10 и 0,4 кВ .....	48
Определение эквивалентного сопротивления сети 6-10 кВ .....	52
Значения коэффициентов $D_1$ и $D_2$ для некоторых типов СД .....	54
Подключение БНК к шинопроводам 0,4 кВ .....	59
Тарифы на электрическую энергию, примененные в прейскуранте 09-01 .....	64
Соотношения между $\operatorname{tg}\varphi$ и $\cos\varphi$ .....	69

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Техническим циркуляром института Тяжпромэлектропроект № 360-93 от 15 января 1993 г. (приложение к пояснительной записке) введены в действие РТМ36.18.32.6-92 "Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий".

Настоящее пособие разработано в целях более быстрого внедрения РТМ в проектную практику. В пособии приведены примеры расчетов средств КРМ для характерных промышленных предприятий:

расчет 1 – предприятие со смешанной нагрузкой 0,4 и 6–10 кВ;

расчет 2 – предприятие с нагрузкой 0,4 кВ;

расчет 3 – предприятие с преобладающей нагрузкой 6–10 кВ.

Выполнены также расчетные варианты (с индексом А, Б), отличающиеся от основного расчета экономическим значением коэффициента реактивной мощности, режимами смен предприятия и др.

При расчетах средств КРМ были приняты условно следующие стоимостные показатели:

удельная стоимость БНК – 250 руб./квар;

удельная стоимость БВК (без стоимости выключателя 6 (10) кВ) – 100 руб./квар;

стоимость выключателя 6 (10) кВ – 250 000 руб.;

кратность повышения тарифа на электроэнергию  $K_w = 10$ .

При выполнении расчетов для конкретного потребителя должны быть получены от заводов – изготовителей электрооборудования фактические стоимостные показатели, действующие на это время.

При проектировании электроустановок следует стремиться к тому, чтобы расчеты электрических нагрузок и средств КРМ, выполняемые согласно РТМ36.18.32.4-92 и РТМ36.18.32.6-92 соответственно, производились одновременно. Это позволяет выполнить в один этап расчеты электрических нагрузок, выбор средств КРМ, определение количества и мощности устанавливаемых трансформаторных подстанций. В тех случаях, когда расчет средств КРМ не выполняется одновременно с расчетом электрических нагрузок, по результатам последнего осуществляется лишь

предварительный выбор количества и мощности трансформаторных подстанций, который должен быть откорректирован впоследствии, после выполнения расчетов средств КРМ.

При проектировании электроустановок на стадии проекта, когда, как правило, не требуется формирование питающей сети 0,4 кВ, достаточно выполнить расчет электрических нагрузок 0,4 кВ в целом по корпусу, предприятию и осуществить по полученным расчетным нагрузкам выбор средств КРМ, мощности и количества цеховых трансформаторных подстанций в целом по корпусу, предприятию. На этой стадии расчет электрических нагрузок для каждой цеховой трансформаторной подстанции 6 (10)/0,4 кВ может не выполняться.

Распределение установок БНК по подстанциям 6-10/0,4 кВ рекомендуется выполнять при разработке рабочих проектов или рабочей документации. На этих стадиях проектирования определяется месторасположение цеховых подстанций, формируется питающая сеть 0,4 кВ, выполняется расчет нагрузок для каждой цеховой подстанции, установки БНК распределяются по подстанциям, сборкам, шинопроводам. Результирующие нагрузки по каждой подстанции с учетом средств КРМ рекомендуется указывать в формуляре Ф202-90.

В пособии приведены справочные данные, а также рекомендации, пользование которыми облегчит выполнение расчетов по выбору мощности средств КРМ.

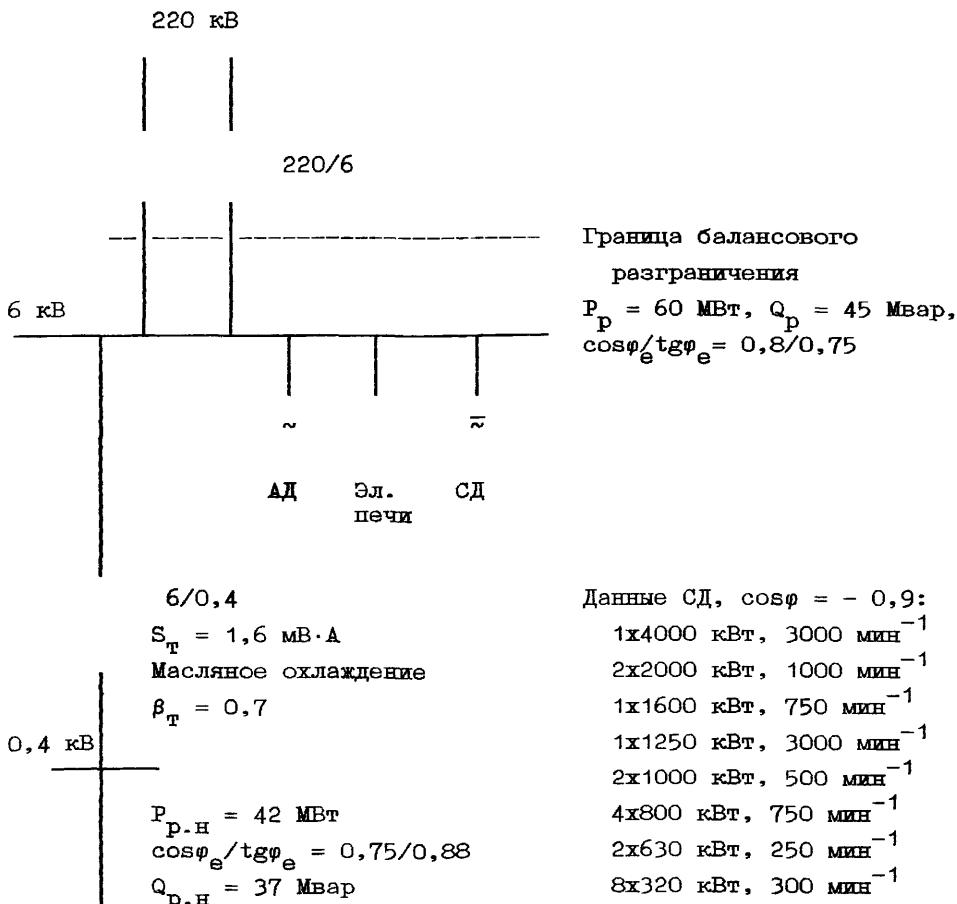
В настоящее время ведется разработка программы автоматизированного проектирования средств КРМ в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. Эта программа представляет собой логическое продолжение программы автоматизированного расчета электрических нагрузок, информация о которой содержится в сборнике института Тяжпромэлектропроект "Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок" № 10 за 1992 г. В перспективе (2 - 3 года) намечается дальнейшая разработка этого блока программ автоматизированного проектирования электроустановок, в том числе: расчеты средств КРМ для сетей со специфическими нагрузками, расчеты параметров качества электрической энергии и т. п. Необходимая информация о завершенных разработках будет опубликована в сборнике института Тяжпромэлектропроект.

Для промышленных предприятий расчеты средств КРМ могут выполняться как по предприятию в целом, так и по отдельным секциям системы электроснабжения, узлам нагрузки. При выполнении расчетов по использованию генерируемой СД РМ для целей КРМ рекомендуется пользоваться специальным расчетным формулляром (приложен к расчету 1А).

РАСЧЕТ 1

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
С ДВУХСМЕНИМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 60 МВТ,  
В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ - 42 МВт,  $\operatorname{tg}\varphi_e = 0,52$

Расчетные электрические нагрузки, определенные согласно РТМ36.18.32.4-92, и исходные данные представлены на схеме.



Предприятие работает в 2 смены,  $T_g = 4000$  ч.

Электроснабжающая организация - Брянскэнерго.

$a = 60$  руб./кВт·год;  $b = 2,5$  коп./кВт·ч;  $K_w = 10$ ;

$d_1 = 0,08$  коп./квар·ч;  $d_2 = 0,2$  коп./квар·ч.

Приборы учета максимальной РМ не установлены.

Стоимость конденсаторных установок условно принята:

250 руб./квар - для БНК;

100 руб./квар - для БВК.

Первоначально определяются:

удельные стоимостные показатели потребления реактивной мощности и энергии, не превышающего экономическое значение, (пп. 2.6 и 2.7 РТМ)

$$C_{Q\vartheta} = d_1 T_{MQ\vartheta} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1 = 0,08 \cdot 3200 \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 \cdot 10 =$$

= 41 руб./квар,  $\psi = 0,5$  (220 кВ),  $K_M = 0,8$  (2 смены);

$$\text{при } \psi < K_M \quad T_{MQ\vartheta} = \frac{T_g(K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{4000(0,8 - 2 \cdot 0,5 + 1)}{2(1 - 0,5)} =$$

= 3200 ч;

удельные стоимостные показатели потерь активной мощности и энергии при генерации РМ в СД и конденсаторных установках (п. 2.9.1 РТМ)

$$C_{prg} = (a + bT_g 10^{-2})K_w = (60 + 2,5 \cdot 4000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 1600 руб./кВт·год;

удельные затраты на КРМ установками БНК (пп. 2.11 и 2.12 РТМ)

$$Z_{n.k} = 0,22 C_{n.k} + Z_{p.n.k} = 0,22 \cdot 250 + 6,4 = 61,4 \text{ руб./квар};$$

$$Z_{p.n.k} = C_{prg} P_{\delta n} = 1600 \cdot 0,004 = 6,4 \text{ руб./квар};$$

удельные затраты на КРМ установками БВК

$$Z_{v.k} = 0,22 C_{v.k} + Z_{p.v.k} + 0,22 C_v = 0,22 \cdot 100 + 3,2 + 25 = \\ = 50,2 \text{ руб./квар};$$

$$Z_{p.v.k} = C_{pr} P_{\delta B} = 1600 \cdot 0,002 = 3,2 \text{ руб./квар;}$$

$0,22C_B/Q_{B.k} = 0,22 \cdot 250000 / 2250 = 25 \text{ руб./квар}$  (принята установка одного выключателя стоимостью 250 000 руб. для БВК мощностью 2250 квар);

нормативное значение коэффициента РМ (п. 3.3 РТМ)

$$\frac{240}{tg\varphi_{e.h}} = \frac{240}{(ad_{\max} + 50b)K_w} \quad tg\varphi_6 K_1 = \frac{0,4 \cdot 10}{(60 \cdot 1 + 50 \cdot 2,5)} = \\ = 0,52;$$

экономическое значение РМ (шп. 2.1 и 2.3 РТМ)

$$Q_a = \bar{P}_p \bar{tg}\varphi_e = 60 \cdot 0,9 \cdot 0,52 = 28,1 \text{ Мвар.}$$

На первом этапе выбор средств КРМ производится при потреблении РМ из энергосистемы в пределах экономического значения. Расчетом определяются:

минимальное число цеховых трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ (п.3.5.1 РТМ)

$$N_{T.\min} = P_{p.h} / (\beta_T S_T) = 42 / (0,7 \cdot 1,6) = 37,5.$$

Принимаем  $N_{T.\min} = 38$ .

Единичная мощность цехового трансформатора  $S_T = 1600 \text{ кВ·А}$  и коэффициент  $\beta_T = 0,7$  приняты с учетом рекомендаций настоящего пособия;

наибольшее значение реактивной мощности  $Q_T$ , которое может быть передано в сеть 0,4 кВ через принятное количество трансформаторов при заданном коэффициенте загрузки  $\beta_T$  (п. 3.5.2 РТМ)

$$Q_T = \sqrt{(1,1S_T N_{T.\min} \beta_T)^2 - P_{p.h}^2} = \sqrt{(1,1 \cdot 1,6 \cdot 38 \cdot 0,7)^2 - 42^2} = \\ = 20,7 \text{ Мвар;}$$

мощность БВК по критерию выбора минимального числа цеховых трансформаторов

$$Q_{H.k1} = Q_{p.h} - Q_T = 37 - 20,7 = 16,3 \text{ Мвар.}$$

Далее рассматривается экономическая целесообразность использования РМ, генерируемой СД.

Параметры установленных СД представлены в таблице.

$P_{д.н}$ , кВт	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	$Q_{д.н}$ , квар
1x4000	3000	1x1920
2x2000	1000	2x960
1x1600	750	1x770
1x1250	3000	1x600
2x1000	500	2x480
4x800	750	4x380
2x630	250	2x300
8x320	300	8x150

Номинальная РМ СД 1x4000 + 1x1250 была учтена при расчете электрических нагрузок (п.3.6.2 РТМ). Для этих СД целесообразно использование их располагаемой мощности

$$Q_{д1} \approx 0,2 \sum Q_{д.н} = 0,2(1x1920 + 1x600) = 500 \text{ квар.}$$

Целесообразность использования РМ остальных СД определена по табл. 1 согласно значению R (п. 3.6.3 РТМ)

$$R = C_{Q_э}/C_{p_г} = 41/1600 = 0,026.$$

Экономически целесообразно использование располагаемой реактивной мощности СД 2x2000, 1x1600, 4x800, номинальной реактивной мощности СД 2x1000. Использование РМ СД 2x630 целесообразно при  $\alpha = 0,4$ . Использование РМ СД 8x320 экономически нецелесообразно

$$Q_{д2} = \sum \alpha Q_{д.н} = 1,2 \cdot 2 \cdot 960 + 1,2 \cdot 770 + 1,2 \cdot 4 \cdot 380 + 1 \cdot 2 \cdot 480 +$$

$$+ 0,4 \cdot 2 \cdot 300 = 6250 \text{ квар.}$$

РМ СД, которую экономически целесообразно использовать для КРМ при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономическое значение,

$$Q'_{c-d} = Q_{d1} + Q_{d2} = 0,5 + 6,2 = 6,7 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой (п. 3.7.1 РТМ)

$$\bar{Q}_p - Q_{h.k1} - Q'_{c-d} - Q_3 = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 6,7 - 28,1 = \\ = - 10,6 \text{ Мвар.}$$

Значение  $Q_3$  может быть уменьшено на 10,6 Мвар.

#### Итоги расчета

Для осуществления экономически целесообразной (как для потребителя, так и для электроснабжающей организации) КРМ следует:

1. Установить БНК мощностью 16,3 Мвар.
2. Использовать генерируемую СД реактивную мощность:  
располагаемую – СД 1x4000, 2x2000, 1x1600, 1x1250,  
4x800 кВт;  
номинальную – СД 2x1000 кВт;  
частично,  $\alpha = 0,4$  – СД 2x630 кВт.
3. Сократить потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение, с 28,1 Мвар до 17,5 Мвар.

Расчет 1A

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
 С ДВУХСМЕНОМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 60 МВт,  
 В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ – 42 МВт,  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,2$

При принятом в расчете 1 значении  $\operatorname{tg}\varphi_{s,n} = 0,52$  значительное значение  $Q_s$  не позволяет рассмотреть все возможные решения по КРМ, которые могут приниматься согласно РТМ36.18.32.6-92.

Расчет 1A по значениям электрических нагрузок и исходным данным аналогичен расчету 1, но экономическое значение коэффициента реактивной мощности принято  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,2$ .

$$Q_s = \bar{P}_p \operatorname{tg}\varphi_s = 60 \cdot 0,9 \cdot 0,2 = 10,8 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой

$$\Delta Q' = Q_p' - Q_{H,k1}' - Q_{c,d}' - Q_s = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 6,7 - 10,8 = \\ = 6,7 \text{ Мвар.}$$

Эта недостающая РМ может быть получена из следующих источников РМ (п. 3.7.3 РТМ):

более полное использование РМ СД;

дополнительная установка БНК;

потребление из энергосистемы РМ, превышающее экономическое значение.

Установка БНК не рассматривается, т. к. предприятие работает в 2 смены.

Определяется удельная стоимость потребления реактивной мощности и энергии, превышающего экономическое значение  $Q_{n.e} = \Delta Q$  (п. 2.8 РТМ)

$$C_{Qn} = d_2 T_{MQn} \cdot 10^{-2} \frac{2K_1 \cdot K_w}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 1650 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

$$= 60 \text{ руб./квар}, \quad \psi = 1 - Q_{n.e}/\bar{Q}_p = 1 - 6,7/(45 \cdot 0,9) = 0,835,$$

$$K_M = 0,8;$$

$$\text{при } \psi > K_M \quad T_{MQII} = \frac{T_F(1 - \psi)}{2(1 - K_M)} = \frac{4000(1 - 0,835)}{2(1 - 0,8)} = 1650 \text{ ч.}$$

Целесообразность более полного использования РМ СД определяется по табл. 1 согласно наименьшему значению R (п. 3.7.4.1. РТМ)

$$R = C_{QII}/C_{prg} = 60/1600 = 0,037;$$

$$R = Z_{n.k}/C_{prg} = 61,4/1600 = 0,038.$$

Экономически целесообразно использование располагаемой мощности СД 2x2000, 1x1600, 2x1000, 4x800, номинальной реактивной мощности СД 2x630. Использование РМ СД 8x320 целесообразно с коэффициентом  $\alpha = 0,2$

$$Q_{d3}'' = \sum \alpha Q_{d..n} = 1,2 \cdot 2 \cdot 960 + 1,2 \cdot 770 + 1,2 \cdot 2 \cdot 480 + 1,2 \cdot 4 \cdot 380 + \\ + 1 \cdot 2 \cdot 300 + 0,2 \cdot 8 \cdot 150 = 7040 \text{ квар.}$$

РМ СД, которую экономически целесообразно использовать для КРМ при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение (п. 3.7.5 РТМ)

$$Q_{c..d}'' = Q_{d1} + Q_{d3}'' = 0,5 + 7,04 = 7,5 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой (п. 3.7.6 РТМ)

$$\Delta Q'' = \bar{Q}_p - Q_{n.k1} - Q_{c..d}'' - Q_s = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 7,5 - 10,8 = \\ = 5,9 \text{ Мвар.}$$

Рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК (пп. 2.10, 2.12, 3.7.6 РТМ)

$$Q_{T..s} = \frac{Z_{n.k} - C_{QII}}{2A} = \frac{61,4 - 53}{2 \cdot 0,18 \cdot 10^{-3}} = 22500 \text{ квар.}$$

Следует откорректировать ранее полученное значение  
 $C_{Q\text{II}} = 60 \text{ руб./квар в связи с изменением } Q_{\text{п.э.}} (\text{с } 6,7 \text{ до } 5,9 \text{ Мвар})$

$$C_{Q\text{II}} = d_2 T_{MQ\text{II}} 10^{-2} \frac{2K_1 K_w}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 1450 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

= 53 руб./квар;

$$\psi = 1 - Q_{\text{п.э.}} / \bar{Q}_p = 1 - 5,9 / (45 \cdot 0,9) = 0,855; \quad K_M = 0,8;$$

$$T_{MQ\text{II}} = \frac{4000 (1 - 0,855)}{2(1 - 0,8)} = 1450 \text{ ч.}$$

Потери активной мощности и энергии при передаче РМ в сети  
 внутризаводской системы электроснабжения (п.2.9 РТМ)

$$C_{P\text{II}} = (a + b\tau_Q \cdot 10^{-2}) K_w = (60 + 2,5 \cdot 970 \cdot 10^{-2}) 10 =$$

= 840 руб./квт·год;

$$\text{при } \psi = 0,855 > K_M = 0,8 \quad \tau_Q = \frac{T_r (1 - \psi)}{3(1 - K_M)} = \frac{4000 (1 - 0,855)}{3(1 - 0,8)} =$$

= 970 ч;

$$A = \frac{C_{P\text{II}} R_\vartheta}{u^2 \cdot 10^3} = \frac{1250 \cdot 0,0078}{6^2 \cdot 10^3} = 0,18 \cdot 10^{-3};$$

$$R_\vartheta = (R_r + r_o l_{cp}) / N_T = (0,231 + 0,326 \cdot 0,2) / 38 = 0,0078.$$

Указания по определению  $R_\vartheta$  приведены в данном пособии.

Так как  $Q_{T\text{.э.}} = 22,5 \text{ Мвар} > Q_T = 20,7 \text{ Мвар}$ , согласно п. 3.7.6 РТМ установка дополнительной БНК нецелесообразна

$$Q_{H.K} = Q_{H.K1} = 16,3 \text{ Мвар.}$$

Следовательно, недостающая мощность  $\Delta Q'' = 5,9 \text{ Мвар}$  должна быть получена из энергосистемы.

#### Итоги расчета

Экономически целесообразная КРМ включает в себя:

1. Установку БНК мощностью 16,3 Мвар.

2. Использование генерируемой СД реактивной мощности:

располагаемой - СД 1x4000, 2x2000, 1x1600, 1x1250,  
2x1000, 4x800;

номинальной - СД 2x630;

частично,  $\alpha = 0,2$  - СД 8x320.

3. Потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение 10,8 Мвар.

4. Потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение, 5,9 Мвар.

**Расчетный формуляр для определения значения РМ, генерируемой СД**

Расчетные показатели	Наименование механизма и номер привода								Итого
	нагнетатель 1НГ	насос 1Н, 2Н	смеситель 1С	нагнетатель 2НГ	комп-рессор 1К, 2К	комп-рессор 3К+6К	комп-рессор 7К, 8К	насос 3Н+10Н	
<b>Исходные данные:</b>									
1. Количество механизмов	1	2	1	1	2	4	2	8	
2. Р <sub>д.н.</sub> , кВт	1x4000	2x2000	1x1600	1x1250	2x1000	4x800	2x630	8x320	
3. Скорость вращения, мин <sup>-1</sup>	3000	1000	750	3000	500	750	250	300	
4. Напряжение, кВ	6	6	6	6	6	6	6	6	
5. cosφ <sub>Н</sub>	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	
tgφ <sub>Н</sub>	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	
6. Q <sub>д.н.</sub> , квар	1x1920	2x960	1x770	1x600	2x480	4x380	2x300	8x150	

## Продолжение

Расчетные показатели	Наименование механизма и номер привода								Итого
	нагне- татель 1НГ	насос 1Н, 2Н	смеси- тель 1С	нагне- татель 2НГ	комп- рессор 1К, 2К	комп- рессор 3К+6К	комп- рессор 7К, 8К	насос 3Н+10Н	
7. Коэффициенты потерь, кВт									
D <sub>1</sub>	-	8,06	7,22	-	6,61	4,9	6,68	4,64	
D <sub>2</sub>	-	7,53	7,33	-	5,88	4,57	5,45	4,6	
Q <sub>д1</sub> , квар	1x380	-	-	1x120	-	-	-	-	500
Генерируемая СД РМ при потреблении, не превышающем Q <sub>з</sub>									
α		1,2	1,2		1,0	1,2	0,4	0	
Q <sub>д2</sub>		2x1150	1x920		2x480	4x455	2x120		6240
Q <sub>с.д</sub> ' = Q <sub>д1</sub> + Q <sub>д2</sub>									

## Продолжение

Расчетные показатели	Наименование механизма и номер привода								Итого
	нагнетатель	насос	смеситель	нагнетатель	компрессор	компрессор	компрессор	насос	
	1НГ	1Н, 2Н	1С	2НГ	1К, 2К	3К÷6К	7К, 8К	3Н÷10Н	
Генерируемая СД РМ при потреблении, превышающем $Q_{\text{в}}$									
$\alpha$	-	1,2	1,2	-	1,2	1,2	1,0	0,2	
$Q_{\text{д3}}$		2x1150	1x920		2x575	4x455	2x300	8x30	7040
$Q_{\text{с.д}} = Q_{\text{д1}} + Q_{\text{д3}}$									7540

18

Расчет 1Б

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
С НЕПРЕРЫВНЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 60 МВт,  
В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ – 42 МВт,  $\operatorname{tg}\psi_s = 0,2$

Расчетные электрические нагрузки и исходные данные аналогичны приведенным в расчете 1A, но на рассматриваемом предприятии вместо двухсменного принят непрерывный режим работы

$$C_{Qs} = d_1 T_{MQs} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1 = 0,08 \cdot 6800 \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 \cdot 10 = \\ = 87 \text{ руб./квар,}$$

$$\psi = 0,5 \text{ (220 кВ), } K_M = 0,8 \text{ (непрерывное производство);}$$

$$\text{при } \psi < K_M \quad T_{MQs} = \frac{T_g(K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{8500(0,8 - 2 \cdot 0,5 + 1)}{2(1 - 0,5)}$$

= 6800 ч;

$$C_{prg} = (a + bT_g \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 2,5 \cdot 8500 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 = \\ = 2725 \text{ руб./квар.год;}$$

$$Z_{H.K} = 61,4 \text{ руб./квар; } Z_{B.K} = 50 \text{ руб./квар;}$$

$$\operatorname{tg}\psi_s = 0,2; \quad Q_s = \bar{P}_p \operatorname{tg}\psi_s = 60 \cdot 0,9 \cdot 0,2 = 10,8 \text{ Мвар;}$$

$$N_{T.\min} = 38; \quad Q_T = 20,7 \text{ Мвар; } Q_{H.K1} = 16,3 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{d1} = 0,5 \text{ Мвар;}$$

$$R = C_{Qs}/C_{prg} = 87/2725 = 0,032;$$

$$Q_{d2} = \sum \alpha Q_{d.H} = 1,2 \cdot 2 \cdot 960 + 1,2 \cdot 770 + 1,2 \cdot 2 \cdot 480 + 1,2 \cdot 4 \cdot 380 +$$

$$+ 0,6 \cdot 2 \cdot 300 = 6560 \text{ квар;}$$

$$Q'_{c.d} = Q_{d1} + Q_{d2} = 0,5 + 6,56 = 7 \text{ Мвар;}$$

$$\text{Баланс } \Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{\text{н.к}1} - Q'_{\text{с.д}} - Q_s = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 7 - 10,8 = 6,4 \text{ Мвар.}$$

Эта недостающая мощность может быть получена из следующих источников РМ:

более полное использование РМ СД;

установка БВК;

потребление из энергосистемы РМ, превышающее экономическое значение.

$$C_{QII} = d_2 T_{MQII} \cdot 10^{-2} \frac{2K_1 K_w}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 3360 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

= 122 руб./квар,

$$\psi = 1 - Q_{\text{п.з}}/\bar{Q}_p = 1 - 6,4/(45 \cdot 0,9) = 0,842, \quad K_M = 0,8;$$

$$\text{при } \psi > K_M \quad T_{MQII} = \frac{T_g(1 - \psi)}{2(1 - K_M)} = \frac{8500(1 - 0,842)}{2(1 - 0,8)} = 3360 \text{ ч.}$$

$$\text{Целесообразность более полного использования РМ СД определяется меньшим по значению из соотношений } R = C_{QII}/C_{\text{пр}} \text{ и } R = Z_{\text{в.к}}/C_{\text{пр}}:$$

$$R = C_{QII}/C_{\text{пр}} = 122/2725 = 0,045;$$

$$R = Z_{\text{в.к}}/C_{\text{пр}} = 50/2725 = 0,018.$$

Следовательно, нецелесообразно дополнительное использование РМ СД по сравнению с установкой БВК.

Целесообразность установки БВК по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение, определяется соотношением  $Z_{\text{в.к}}$  и  $C_{QII}$ .

Очевидно, что  $Z_{\text{в.к}} < C_{QII}$ . Поэтому  $Q_{\text{в.к}} = 6,4 \text{ Мвар.}$

#### Итоги расчета:

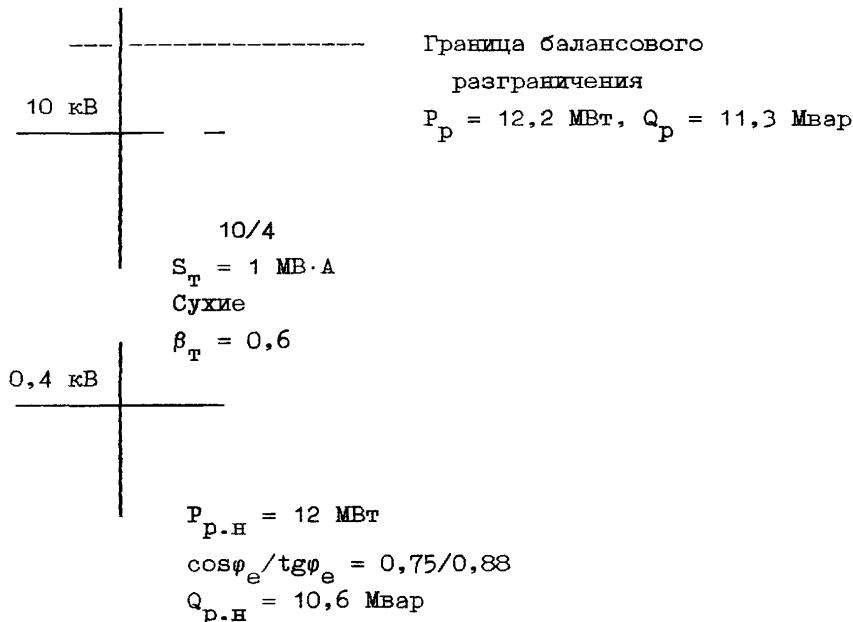
1. Для КРМ целесообразно использование РМ СД, равной  $Q_{\text{с.д}} = 7 \text{ Мвар.}$
2. Целесообразна установка БНК мощностью 16,3 Мвар.
3. Целесообразна установка БВК мощностью 6,4 Мвар.
4. Из энергосистемы потребляется РМ, не превышающая экономическое значение и равная 10,8 Мвар.

Расчет 2

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
С ТРЕХСМЕННЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 12 МВт  
НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ,  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,53$

Расчетные электрические нагрузки, определенные согласно РТМ36.18.32.4-92, и исходные данные представлены на схеме.

От сети 110 кВ



Предприятие работает в 3 смены,  
 $a = 60 \text{ руб./кВт·год}$ ,  $b = 1,5 \text{ коп./кВт·ч}$ ,  $K_w = 10$ ,  
 $d_1 = 0,08 \text{ коп./квар.ч}$ ,  $d_2 = 0,2 \text{ коп./квар.ч}$ .

Учет максимальной РМ отсутствует.

Стоимость БНК условно принята равной 250 руб./квар.

Удельные стоимостные показатели:

$$C_{Q\varphi} = d_1 T_{MQ\varphi} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1 = 0,08 \cdot 3750 \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 \cdot 10 =$$

= 48 руб./квар (п. 2.6 PTM),

$$\psi = 0,6 \quad (110 \text{ кВ}), \quad K_M = 0,7 \quad (3 \text{ смены});$$

$$\text{при } \psi < K_M \quad T_{MQ\vartheta} = \frac{T_\Gamma(K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0,7 - 2 \cdot 0,6 + 1)}{2(1 - 0,6)} =$$

= 3750 ч (п. 2.7 PTM);

$$C_{pr} = (a + bT_\Gamma \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 1,5 \cdot 6000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 1500 руб./кВт·год (п. 2.9.1 PTM);

$$z_{H.K} = 0,22 C_{H.K} + z_{p.H.K} = 0,22 \cdot 250 + 6 = 61 \text{ руб./квар}$$

(п. 2.12 PTM);

$$z_{p.H.K} = C_{pr} P_{\delta H} Q_{H.K} = 1500 \cdot 0,004 = 6 \text{ руб./квар.}$$

Нормативное значение  $\operatorname{tg}\varphi_s$  (п. 3.3 PTM)

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э.н.}} = \frac{240}{(\operatorname{ad}_{\text{макс}} + 50b)K_w} \quad \operatorname{tg}\varphi_{\sigma K_1} = \frac{240}{(60 \cdot 1 + 50 \cdot 1,5) \cdot 10} \quad 0,3 \cdot 10 =$$

= 0,53.

Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения с энергосистемой

$$P_p = P_{p.H} + \Delta P_T; \quad Q_p = Q_{p.H} + \Delta Q_T,$$

где  $\Delta P_T$ ,  $\Delta Q_T$  – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ определяются согласно настоящему пособию. Ориентировочные значения  $\Delta P_T$  и  $\Delta Q_T$  допускается определять по выражениям:

$$\Delta P_T \approx 0,012 P_{p.H}; \quad \Delta Q_T \approx 0,06 P_{p.H}.$$

$$P_p \approx 12,2 \text{ МВт}, \quad Q_p \approx 11,3 \text{ Мвар.}$$

Экономическое значение РМ (пп. 2.2 и 2.3 РТМ)

$$Q_{\text{з}} = P_p \operatorname{tg} \varphi_{\text{з.н}} = 12,2 \cdot 0,53 = 6,5 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент 0,9 (математическое ожидание) не вводится, так как расчетные нагрузки 0,4 кВ согласно методике расчета  $P_{\text{р.н}}$  и  $Q_{\text{р.н}}$  по РТМ36.18.32.4-92 фактически представляют собой наиболее вероятные значения нагрузок, т. е. их математическое ожидание.

$$N_{\text{T.мин}} = \frac{P_{\text{р.н}}}{\beta_T S_T} = \frac{12}{0,6 \cdot 1} = 20 \quad (\text{п. 3.5.1 РТМ}). \quad \text{Принимаем}$$

$$N_{\text{T.мин}} = 20.$$

Единичная мощность цехового трансформатора, равная 1000 кВ·А, принята с учетом рекомендаций настоящего пособия

$$Q_T = \sqrt{(1,05 S_T N_{\text{T.мин}} \beta_T)^2 - P_{\text{р.н}}^2} = \sqrt{(1,05 \cdot 1 \cdot 20 \cdot 0,6)^2 - 12^2} =$$

$$= 3,8 \text{ Мвар (п. 3.5.2 РТМ);}$$

$$Q_{\text{н.к1}} = Q_{\text{р.н}} - Q_T = 10,6 - 3,8 = 6,8 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ

$$Q_p - Q_{\text{н.к1}} - Q_{\text{з}} = 11,3 - 6,8 - 6,5 = - 2 \text{ Мвар.}$$

#### Итоги расчета

Экономически целесообразны установка БНК мощностью 6,8 Мвар и потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение, равное 4,5 Мвар.

Расчет 2A

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
С ТРЕХСМЕНИМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 12 МВт  
НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ,  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,15$

Высокое значение  $\operatorname{tg}\varphi_{s,n}$  в примере 2 не дает возможности рассмотреть все предлагаемые РТМ36.18.32.6-92 решения. Поэтому в расчете 2A принято условно значение  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,15$ , а расчетные электрические нагрузки и исходные данные не меняются.

$$Q_s = P_p \operatorname{tg}\varphi_s = 12,2 \cdot 0,15 = 1,8 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ на границе балансового разграничения

$$\Delta Q = Q_p - Q_{n,k1} - Q_s = 11,3 - 6,8 - 1,8 = 2,7 \text{ Мвар.}$$

Эта недостающая РМ может быть получена из следующих источников (п. 3.7.3 РТМ):

потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение, равное  $Q_{n,s} = \Delta Q$ ;

дополнительная установка БНК.

$$C_{QII} = d_2 T_{MQII} \cdot 10^{-2} \frac{2K_1 K_W}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 2400 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

= 87,2 руб./квар,

$$\psi = 1 - Q_{n,s}/Q_p = 1 - 2,7/11,3 = 0,76, \quad K_M = 0,7;$$

$$\text{при } \psi > K_M \quad T_{MQII} = \frac{T_R(1 - \psi)}{2(1 - K_M)} = \frac{6000(1 - 0,76)}{2(1 - 0,7)} = 2400 \text{ ч};$$

$$C_{PQ} = (a + b\tau_Q \cdot 10^{-2})K_W = (60 + 1,5 \cdot 1600 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 840 руб./кВт·год (п. 2.9 РТМ);

$$\text{при } \psi > K_M \quad \tau_Q = \frac{T_R(1 - \psi)}{3(1 - K_M)} = \frac{6000(1 - 0,76)}{3(1 - 0,7)} = 1600 \text{ ч.}$$

Рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК (п. 3.7.6 РТМ)

$$Q_{T,\text{э}} = (Z_{\text{НК}} - C_{Q\text{II}})/(2A) = (61 - 87,2)/(2A) < 0.$$

Установка дополнительной БНК целесообразна.

$$Q_{\text{Н.к2}} = Q_T, \text{ но не более } \Delta Q \text{ (см. п. 3.7.6 РТМ).}$$

$$Q_T = 3,8 \text{ Мвар (см. расчет 2), } \Delta Q = 2,7 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{Н.к2}} = 2,7 \text{ Мвар.}$$

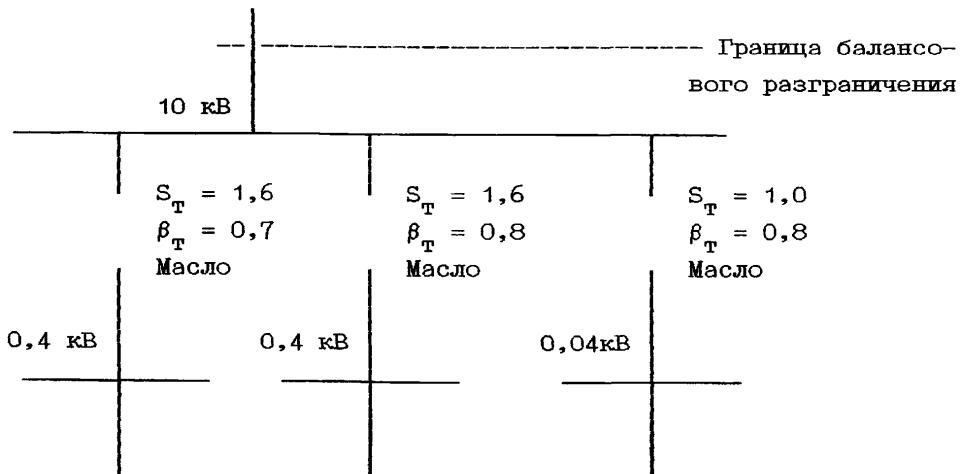
#### Итоги расчета

Экономически целесообразно увеличить мощность БНК на значение  $Q_{\text{Н.к2}} = 2,7 \text{ Мвар}$ , т. е. общая мощность БНК будет составлять 9,5 Мвар. Для получения баланса РМ достаточно потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение и равное 1,8 Мвар.

Расчет 2Б

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
С ТРЕХСМЕНОМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 26 МВт  
НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ, РАЗМЕЩЕННОЙ В ТРЕХ КОРПУСАХ,  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,15$

От сети 110 кВ



Корпус 1	Корпус 2	Корпус 3
$P_{p.h} = 12 \text{ МВт}$	$P_{p.h} = 10 \text{ МВт}$	$P_{p.h} = 4 \text{ МВт}$
$\cos\varphi_e / \operatorname{tg}\varphi_e =$ $= 0,75 / 0,88$	$\cos\varphi_e / \operatorname{tg}\varphi_e =$ $= 0,7 / 1,02$	$\cos\varphi_e / \operatorname{tg}\varphi_e =$ $= 0,65 / 1,16$
$Q_{p.h} = 10 \text{ Мвар}$	$Q_{p.h} = 10,2 \text{ Мвар}$	$Q_{p.h} = 4,64 \text{ Мвар}$

Предприятие работает в 3 смены,  
 $a = 60 \text{ руб./кВт·год}$ ;  $b = 1,5 \text{ коп./кВт·ч}$ ;  
 $K_w = 10$ .  
 Учет максимальной РМ на границе балансового  
 разграничения имеется.  
 Стоимость БНК 250 руб./квар.

Удельные стоимостные показатели:

$$C_{Q_9} = (c_1 + d_1 T_{MQ_9} \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 K_1 = (1,2 + 0,03 \cdot 3750 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 \times$$

$$\times 10 = 37,2 \text{ руб./квар; } \psi = 0,6 \text{ (110 кВ); } K_M = 0,7 \text{ (3 смены);}$$

$$\text{при } \psi < K_M \quad T_{MQ_9} = \frac{T_\Gamma (K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0,7 - 2 \cdot 0,6 + 1)}{2(1 - 0,6)} =$$

$$= 3750 \text{ ч;}$$

$$C_{P_{gr}} = (a + b T_\Gamma \cdot 10^{-2}) K_w = (60 + 1,5 \cdot 6000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

$$= 1500 \text{ руб./кВт \cdot год;}$$

$$Z_{H.K} = 0,22 C_{H.K} + Z_{P.H.K} = 0,22 \cdot 250 + 6 = 61 \text{ руб./квар;}$$

$$Z_{P.H.K} = C_{P_{gr}} P_{\delta H} = 1500 \cdot 0,004 = 6 \text{ руб./квар.}$$

Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения с энергосистемой

$$P_p \approx \sum (P_{p.H} + \Delta P_T) = 1,012 \sum P_{p.H} \approx 26,3 \text{ МВт;}$$

$$Q_p \approx 1,06 \sum P_{p.H} \approx 27,6 \text{ Мвар.}$$

Учитывая, что нагрузка рассредоточена по трем корпусам, результирующую нагрузку на границе балансового разграничения следует принимать как математическое ожидание

$$\bar{P}_p = P_p \cdot 0,9 = 26,3 \cdot 0,9 = 23,7 \text{ Мвар;}$$

$$\bar{Q}_p = Q_p \cdot 0,9 = 27,6 \cdot 0,9 = 24,8 \text{ Мвар.}$$

Корпус 1

$$N_{T\text{-мин}} = P_{p\text{-н}} / (\beta_T S_T) = 12 / (0,7 \cdot 1,6) = 10,7.$$

Принимаем  $N_{T\text{-мин}} = 11$ ;

$$Q_T = \sqrt{(1,1S_T N_{T\text{-мин}} \beta_T)^2 - P_{p\text{-н}}^2} = \sqrt{(1,1 \cdot 1,6 \cdot 11 \cdot 0,7)^2 - 12^2} = \\ = 6,3 \text{ Мвар};$$

$$Q_{H\text{-к1}} = Q_{p\text{-н}} - Q_T = 10 - 6,3 = 3,7 \text{ Мвар.}$$

Корпус 2

$$N_{T\text{-мин}} = 10 / (0,8 \cdot 1,6) = 7,8. \text{ Принимаем } N_{T\text{-мин}} = 8;$$

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 1,6 \cdot 8 \cdot 0,8)^2 - 10^2} = 5,2 \text{ Мвар};$$

$$Q_{H\text{-к1}} = 10,2 - 5,2 = 5 \text{ Мвар.}$$

Корпус 3

$$N_{T\text{-мин}} = 4 / (0,8 \cdot 1) = 5.$$

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 0,8)^2 - 4^2} = 1,83 \text{ Мвар};$$

$$Q_{H\text{-к1}} = 4,64 - 1,83 = 2,8 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в выбранных трансформаторах:

$$\Delta P_T = 11 \cdot 12,1 + 8 \cdot 14,8 + 5 \cdot 10,3 = 300 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 11 \cdot 66 + 8 \cdot 80 + 5 \cdot 49 = 1610 \text{ квар.}$$

Результаты подтверждают ранее приведенные эмпирические выражения:

$$\Delta P_T \approx 0,012P_{p\text{-н}};$$

$$\Delta Q_T \approx 0,06P_{p\text{-н}}.$$

Эти выражения позволяют оценить с достаточной точностью потери в трансформаторах до выбора числа и мощности цеховых трансформаторов

$$Q_s = \bar{P}_p \operatorname{tg} \varphi = 23,7 \cdot 0,15 = 3,6 \text{ Мвар.}$$

Суммарная мощность БНК трех цехов  $Q_{\text{н.к1}} = 11,5 \text{ Мвар.}$

Баланс РМ на границе балансового разграничения

$$\Delta Q = \bar{Q}_p - Q_{\text{н.к1}} - Q_s = 24,8 - 11,5 - 3,6 = 9,7 \text{ Мвар.}$$

Эта недостающая РМ может быть получена либо из энергосистемы (превышающая экономическое значение), либо дополнительной установкой БНК

$$c_{\text{QII}} = (c_2 + d_2 T_{MQII} \cdot 10^{-2}) \frac{2K_1 K_w}{1 + K_1} = (3,6 + 0,09 \cdot 3096 \cdot 10^{-2}) x$$

$$x \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} = 116 \text{ руб./квар}, \quad \psi = 1 - \Delta Q / \bar{Q}_p = 1 - 7,7 / 24,8 = 0,69,$$

$$K_M = 0,7;$$

$$\text{при } \psi < K_M \quad T_{MQII} = \frac{T_p (K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0,7 - 2 \cdot 0,69 + 1)}{2(1 - 0,69)} =$$

$$= 3096 \text{ ч};$$

$$c_{\text{pII}} = (a + b\tau_Q \cdot 10^{-2}) K_w = (60 + 1,5 \cdot 2064 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 = \\ = 910 \text{ руб./кВт·год};$$

$$\text{при } \psi < K_M \quad \tau_Q = T_p \left[ \frac{K_M - \psi}{1 - \psi} + \frac{1}{3} \frac{(1 - K_M)^2}{(1 - \psi)^2} \right] =$$

$$= 6000 \left[ \frac{0,7 - 0,69}{1 - 0,69} + \frac{1}{3} \frac{(1 - 0,7)^2}{(1 - 0,69)^2} \right] = 2064 \text{ ч.}$$

Определяется целесообразность дополнительной установки БНК:

$$Q_{T.E} = \frac{Z_{H.K} - C_{Q\Pi}}{2A} = \frac{61 - 116}{2A} < 0.$$

Целесообразна установка дополнительных БНК  $Q_{H.K2} = Q_T$ , но не более  $\Delta Q$ .

Корпус 1  $Q_{H.K2} = 6,3$  Мвар;

корпус 2  $Q_{H.K2} = 5,2$  Мвар;

корпус 3  $Q_{H.K2} = 1,83$  Мвар.

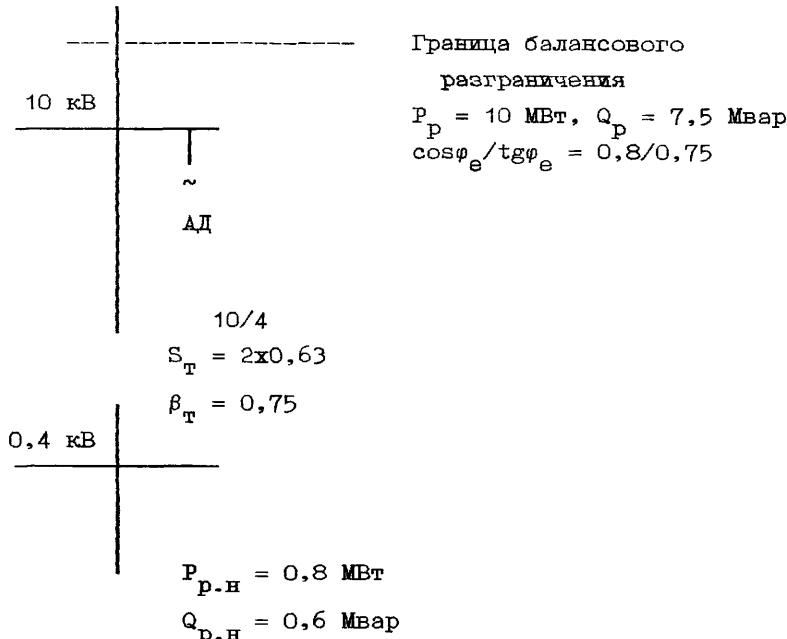
Итого  $Q_{H.K2} = 13,3$  Мвар, что превышает  $\Delta Q = 9,7$  Мвар.

Мощность  $Q_{H.K2}$  должна быть снижена до 9,7 Мвар.

Расчет 3

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
С ТРЕХСМЕНОМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 10 МВт,  
В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ - 0,8 МВт,  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,53$

От сети 110 кВ



Предприятие работает в 3 смены.

$a = 60 \text{ руб./кВт\cdot год}, b = 1,5 \text{ коп./кВт\cdot ч}, K_w = 10,$

$d_1 = 0,08 \text{ коп./квар\cdot ч}, d_2 = 0,2 \text{ коп./квар\cdot ч}.$

Приборы учета максимальной РМ отсутствуют.

Стоимость конденсаторных установок условно принята:

250 руб./квар - для БНК;

100 руб./квар - для БВК.

Удельные стоимостные показатели:

$$c_{Q\vartheta} = d_1 T_{MQ\vartheta} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1 = 0,08 \cdot 3750 \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 \cdot 10 =$$

$$= 48 \text{ руб./квар; } \psi = 0,6 \text{ (110 кВ); } K_M = 0,7 \text{ (3 смены);}$$

$$\text{при } \psi < K_M \quad T_{MQ\vartheta} = \frac{T_\Gamma (K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0,7 - 2 \cdot 0,6 + 1)}{2(1 - 0,6)} =$$

$$= 3750 \text{ ч;}$$

$$c_{pr} = (a + bT_\Gamma \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 1,5 \cdot 6000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

$$= 1500 \text{ руб./кВт·год;}$$

$$z_{H.K} = 0,22 c_{H.K} + z_{P.H.K} = 0,22 \cdot 250 + 6 = 61 \text{ руб./квар;}$$

$$z_{P.H.K} = c_{pr} p_{\delta H} = 1500 \cdot 0,004 = 6 \text{ руб./квар.}$$

$$z_{B.K} = 0,22 c_{B.K} + z_{P.B.K} + z_K = 0,22 \cdot 100 + 3 + 25 =$$

$$= 50 \text{ руб./квар;}$$

$$z_{P.B.K} = c_{pr} p_{\delta B} = 1500 \cdot 0,002 = 3 \text{ руб./квар;}$$

$$\frac{240}{(ad_{\max} + 50b)K_w} \quad \frac{240}{(60 \cdot 1 + 50 \cdot 1,5) \cdot 10} \quad 0,3 \cdot 10 =$$

$$= 0,53;$$

$$Q_\vartheta = \bar{P}_p \operatorname{tg} \varphi_{\vartheta H} = 10 \cdot 0,9 \cdot 0,53 = 4,8 \text{ Мвар.}$$

$$N_{T\text{-мин}} = P_{p\text{-н}} / (\beta_T S_T) = 0,8 / (0,75 \cdot 0,63) = 1,7.$$

Принимаем  $N_{T\text{-мин}} = 2$ ;

$$Q_T = \sqrt{(1,1S_T N_{T\text{-мин}} \beta_T)^2 - P_{p\text{-н}}^2} = \sqrt{(1,1 \cdot 0,63 \cdot 2 \cdot 0,75)^2 - 0,8^2} = \\ = 0,66 \text{ Мвар};$$

$$Q_{H\text{-к1}} = Q_{p\text{-н}} - Q_T = 0,6 - 0,66. \quad \text{Установка БНК не требуется.}$$

Баланс РМ  $\bar{Q}_p - Q_g = 7,5 \cdot 0,9 - 4,8 = 2 \text{ Мвар.}$   
Согласно РТМ установка БНК не рекомендуется.

#### Итоги расчета

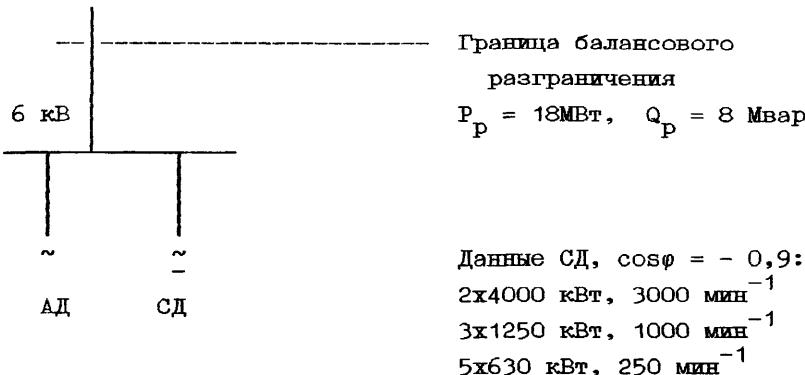
Требуемая РМ передается из энергосистемы:

не превышающая экономическое значение  $Q_g = 4,8 \text{ Мвар};$   
превышающая экономическое значение  $Q_{H\text{-э}} = 2 \text{ Мвар.}$

Расчет 4

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
С НЕПРЕРЫВНЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ  
С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 18 МВт, 6кВ,  $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,2$

От сети 220 кВ



Предприятие с непрерывным режимом работы.

$a = 60 \text{ руб./кВт}\cdot\text{год}$ ,  $b = 2,5 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}$ ,  $K_w = 10$ .

Средства учета максимальной РМ имеются:

$c_1 = 1,2 \text{ руб./квар}\cdot\text{год}$ ,  $d_1 = 0,03 \text{ коп./квар}\cdot\text{год}$ ,

$c_2 = 3,6 \text{ руб./квар}\cdot\text{год}$ ,  $d_2 = 0,09 \text{ коп./квар}\cdot\text{ч}$ .

Удельные стоимостные показатели:

$$c_{Q_B} = (c_1 + d_1 T_{MQ_B} \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 K_1 = (1,2 + 0,03 \cdot 6800 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 \times$$

$\times 10 = 51,8 \text{ руб./квар}$ ;

$$\psi = 0,5 \quad (220 \text{ кВ}); \quad K_M = 0,8 \quad (\text{непрерывное производство});$$

$$\text{при } \psi < K_M \quad T_{MQ\Theta} = \frac{T_x(K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{8500(0,8 - 2 \cdot 0,5 + 1)}{2(1 - 0,5)} =$$

= 6800 ч;

$$C_{pr} = (a + bT_x \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 2,5 \cdot 8500 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 2725 руб./квар·год;

$$Z_{B.K} = 0,22C_{B.K} + Z_{P.B.K} + Z_K = 0,22 \cdot 100 + 5,4 + 25 =$$

= 52,4 руб./квар;

$$Z_{P.B.K} = C_{pr} P_{\delta B} = 2725 \cdot 0,002 = 5,4 \text{ руб./квар};$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\Theta.H} = 0,2; \quad Q_\Theta = \bar{P}_p \operatorname{tg}\varphi_\Theta = 18 \cdot 0,9 \cdot 0,2 = 3,2 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{d1} \approx 0,2 \sum Q_{d.H} = 0,2 \cdot 2 \cdot 4000 \cdot 0,48 = 770 \text{ квар};$$

$$R = C_{Q\Theta} / C_{pr} = 51,8 / 2725 = 0,019.$$

Использование генерируемой СД 3х1250 и 5х630 РМ экономически нецелесообразно по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, не превышающим экономическое значение,

$$Q_{d2} = 0; \quad Q'_{c.d} = Q'_{d1} + Q_{d2} = 0,8 \text{ Мвар.}$$

$$\text{Баланс РМ } \bar{Q}_p - Q'_{c.d} - Q_\Theta = 8 \cdot 0,9 - 0,8 - 3,2 = 3,2 \text{ Мвар.}$$

Эту недостающую РМ можно получить из следующих источников:

более полное использование РМ СД;

установка БВК;

потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение.

$$c_{Q\pi} = (c_2 + d_2 T_{MQ\pi} \cdot 10^{-2}) \frac{2K_1 K_w}{1 + K_1} = (3,6 + 0,09 \cdot 5220 \cdot 10^{-2}) x$$

$$x \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} = 150 \text{ руб./квар; } \psi = 1 - Q_{\pi.e}/\bar{Q}_p = 1 - 3,2/7,2 = 0,56;$$

$$\psi < K_M \quad T_{MQ\pi} = T_\Gamma \left[ \frac{K_M - \psi}{1 - \psi} + \frac{1}{3} \frac{(1 - K_M)^2}{(1 - \psi)^2} \right] = \\ = 8500 \left[ \frac{0,8 - 0,56}{1 - 0,56} + \frac{1}{3} \frac{(1 - 0,8)^2}{(1 - 0,56)^2} \right] = 5220 \text{ ч.}$$

Определяется целесообразность использования РМ СД:

$$R = c_{Q\pi}/c_{prg} = 150/2725 = 0,055;$$

$$R = Z_{B.K}/c_{prg} = 52,4/2725 = 0,019.$$

Экономически нецелесообразно использование для целей КРМ генерируемой СД РМ по сравнению с установкой БВК. Кроме того, очевидно, что  $Z_{B.K} + Z_K < c_{Q\pi}$ , т.е. что установка БВК целесообразна по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение.

#### Итоги расчета

1. Для КРМ целесообразно использование располагаемой РМ СД  $2x4000$  кВт.

Использование СД  $3x1250$ ,  $5x630$  для целей КРМ нецелесообразно. Эти СД должны работать с коэффициентом созφ, близким к единице.

2. Целесообразна установка БВК мощностью  $3,2$  Мвар.

3. Из энергосистемы потребляется РМ, не превышающая экономическое значение и равная  $3,2$  Мвар.

## ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ СРЕДСТВ КРМ

По результирующим данным расчетов 1А и 1Б ниже приведен выбор мощности трансформаторов (цеховых 6-10/0,4 кВ и ГПП 220/6 кВ). Приведенными рекомендациями следует руководствоваться также при оформлении результирующих электрических нагрузок с учетом средств КРМ на шинах 6-10 кВ распределительных подстанций.

Заполненные расчетные формуляры Ф202-90 с данными всех трансформаторных подстанций должны быть включены в состав комплекта марки ЭС и передаваться заказчику.

### К расчету 1А

Количество трансформаторов 1600 кВ·А, 6/0,4 кВ  $N_T = 38$ .

Мощность установок БНК  $Q_{H.K} = 16,3 \text{ Мвар}$ .

В случае принятия установок БНК одной мощности последняя должна составлять  $16300/38 = 429 \text{ квар}$ . В соответствие с номенклатурой БНК (приведена в настоящем пособии) принимаются следующие комплектные конденсаторные установки 0,4 кВ:

УКМ58-0,4-200-33 1/3 УЗ - 38 шт.;

УКМ58-0,4-268-67УЗ - 38 шт.

Использование БНК двух типоразмеров для значительного числа трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А следует рекомендовать, т. к. это позволяет:

принять устанавливаемую мощность БНК близкой к требуемой  $(200 + 268)38 = 17,8 \text{ Мвар}$ ;

облегчить выбор БНК для каждой подстанции с учетом реактивной нагрузки подстанции. На одной подстанции могут быть установлены две БНК суммарной мощностью 536, 468, 400 квар:

осуществить заказ установок БНК на стадии проект, до формирования питающей сети 0,4 кВ.

Выбор цеховых трансформаторных подстанций с учетом установок БНК представлен в табл. 1А. Там же представлены результирующие нагрузки с учетом выбранных средств КРМ на границе балансового разграничения с энергосистемой и выбор мощности трансформаторов 220/6 кВ ГПП. При выборе мощности трансформаторов ГПП нагрузку предприятия следует учитывать ее математическим ожиданием. При

выборе сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, в качестве расчетной нагрузки должна быть принята максимальная расчетная нагрузка, определяемая согласно РТМ36.18.32.4-92.

Таблица 1А

Наименование	$\cos\phi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт. х кВ·А
		кВт	квар	кВ·А	
ТП1					
Силовая нагрузка	0,75	1050	924		
Осветительная нагрузка	0,9	50	25		
Итого нагрузка 0,4 кВ		1100	949	1453	
БНК 200 + 402 квар			-602		
Итого с учетом БНК	0,95	1100	347	1153	1x1600 $\beta_T = 0,72$
Потери в трансформаторе		12	70		
Итого на стороне 6 кВ		1112	417		
ТП2, тр-р № 1					
Силовая нагрузка	0,65	1090	1264		
БНК 402 + 402 квар			-804		
Итого с учетом БНК	0,92	1090	460	1183	1x1600 $\beta_T = 0,74$
Потери в трансформаторе		13	75		
Итого на стороне 6 кВ		1103	535		
ТП2, тр-р № 2					
Силовая нагрузка	0,8	800	600		
Осветительная нагрузка	0,9	270	135		

Продолжение табл. 1А

Наименование	$\cos\varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт. х кВ·А
		кВт	квар	кВ·А	
Итого нагрузка 0,4 кВ БНК 200 + 200 квар		1070	735 - 400		
Итого с учетом БНК	0,95	1070	335	1121	1x1600 $\beta_T = 0,7$
Потери в трансформаторе		12	66		
Итого на стороне 6 кВ  ГПП, 220/6 кВ		1082	401		
Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения БНК		54000	40500	72400	
РМ, генерируемая СД			- 17800		
Итого на стороне 6 кВ	0,98	54000	- 7500 15200	56100	2x40000 $\beta_T = 0,70$
Потери в трансформаторах		300	3000		
Итого на стороне 220 кВ		54300	18200		

К расчету 1Б

## Установки БНК

Количество трансформаторов 1600 кВ·А, 6/0,4 кВ  $N_T = 38$  шт.

Мощность установок БНК  $Q_{H.K} = 16,3$  МВ·А.

Принимаем для установки 2 типоразмера БНК:

УКМ58-0,4-200-33 УЗ - 38 шт.

УКМ58-0,4-268-67 УЗ - 38 шт.

Общая мощность БНК 17,7 Мвар.

## Установки БВК

Согласно расчету должны быть установлены БВК общей мощностью 6,4 Мвар. Исходя из высокой стоимости коммутирующего выключателя 6 кВ, количество устанавливаемых БВК должно быть минимальным. Принимается к установке на каждой секции 6 кВ ГПП 220/6 одной батареи типа УКЛ(П)57-6,3-3150 УЗ мощностью 3,15 Мвар.

Примеры выбора трансформаторов представлены в табл. 1Б.

Таблица 1Б

Наименование	$\cos\varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт. · кВ·А
		кВт	квар	кВ·А	
ТПЗ					
Силовая нагрузка	0,75	1050	924		
БНК 200 + 268 квар			- 468		
Итого с учетом БНК	0,92	1050	456	1145	1x1600 $\beta_T = 0,71$
Потери в трансформаторе		12	68		
Итого на стороне 6 кВ		1062	524		
ГПП, 220/6 кВ					
Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения		54000	40500	72400	
БНК			- 17700		
РМ, генерируемая СД			- 7000		
БВК			- 6300		
Итого на стороне 6 кВ		54000	9500	54800	2x40000 $\beta_T = 0,685$
Потери в трансформаторах		300	3000		
Итого на стороне 220 кВ		54300	12500		

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ  
ДЛЯ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

При значительном количестве устанавливаемых цеховых трансформаторных подстанций и распределенной нагрузке следует производить выбор единичной мощности цеховых трансформаторов.

Определяющими факторами при выборе единичной мощности цехового трансформатора являются:

- затраты на питающую сеть 0,4 кВ;
- потери мощности в питающей сети 0,4 кВ;
- потери мощности в трансформаторах;
- затраты на строительную часть подстанций.

Произведенные технико-экономические расчеты позволили выявить ряд критериев, которыми рекомендуется пользоваться при выборе единичной мощности трансформатора.

При открытой установке КТП в цехе рекомендуется устанавливать трансформаторы:

- 1000 и 1600 кВ·А – при плотности нагрузки до  $0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ ;
- 1600 кВ·А – при плотности нагрузки  $0,2 - 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ ;
- 2500 и 1600 кВ·А – при плотности нагрузки выше  $0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ .

При установке КТП в отдельных помещениях рекомендуется устанавливать трансформаторы:

- 1000 и 1600 кВ·А – при плотности нагрузки  $0,15 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ ;
- 1600 кВ·А – при плотности нагрузки  $0,15 - 0,35 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ ;
- 2500 кВ·А – при плотности нагрузки выше  $0,35 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ .

Допускается устанавливать также трансформаторы 1600 кВ·А.

В тех случаях, когда нагрузка не распределена, а сосредоточена на отдельных участках цеха, корпуса, выбор единичной мощности цеховых трансформаторов не следует производить по критерию удельной плотности нагрузки. Для энергоемких производств, при значительном количестве устанавливаемых цеховых трансформаторных подстанций, рекомендуется унифицировать единичные мощности трансформаторов.

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАГРУЗКИ  
ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6 (10)/0,4 кВ**

Коэффициент загрузки цеховых трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ зависит от категории присоединенных электроприемников по надежности электроснабжения и перегрузочной способности трансформаторов. Согласно инструкции СН174-75 (в перечне действующих нормативных документов Минстроя РФ отсутствует) рекомендовалось принимать следующие значения коэффициентов загрузки:

0,65 – 0,7 – для цехов с преобладающей нагрузкой I категории при двухтрансформаторных подстанциях;

0,7 – 0,8 – для цехов с преобладающей нагрузкой II категории при однотрансформаторных подстанциях с взаимным резервированием трансформаторов;

0,9 – 0,95 – для цехов с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования централизованного резерва трансформаторов и для цехов с нагрузками III категории.

Идентичные значения коэффициентов загрузки цеховых трансформаторов приводятся и в других действующих ведомственных нормативных документах.

Допустимые перегрузки для масляных трансформаторов определяются согласно ГОСТ 14209 – 85. В "Правилах эксплуатации электроустановок потребителей" (М.: Энергоатомиздат, 1992 г.) приведены следующие допустимые кратковременные перегрузки трансформаторов:

**Масляные трансформаторы**

Перегрузка по току, % .....	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин .....	120	80	45	20	10

**Сухие трансформаторы**

Перегрузка по току, % .....	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин .....	60	45	32	18	5

Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформаторов, если подобная перегрузка не запрещена инструкциями заводов-изготовителей.

С учетом изложенного выше рекомендуется принимать при выборе средств КРМ следующие значения коэффициентов загрузки цеховых трансформаторов в нормальном режиме:

0,7; 0,8; 0,9 – для масляных трансформаторов с нагрузкой, преимущественно отнесенной к категориям I, II, III соответственно;

0,6; 0,7; 0,8 – для сухих трансформаторов с нагрузкой, преимущественно отнесенной к категориям I, II, III соответственно;

как для масляных трансформаторов – для трансформаторов, заполненных негорючим жидким диэлектриком.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ  
В ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ 6-10/0,4 кВ

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P = \Delta P_{x.x} + \beta_t^2 \Delta P_{k.z},$$

где  $\Delta P_{x.x}$  и  $\Delta P_{k.z}$  – соответственно потери холостого хода и короткого замыкания, кВт. Принимаются согласно ГОСТ или ТУ.

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q = \Delta Q_{x.x} + \beta_t^2 \Delta Q_{нагр},$$

где  $\Delta Q_{x.x}$  – потери холостого хода, квад. Определяются по выражению

$$\Delta Q_{x.x} = I_{x.x} S_t \cdot 10^{-2};$$

$\Delta Q_{нагр}$  – нагрузочные потери, квад. Определяются по выражению

$$\Delta Q_{нагр} = e_k S_t \cdot 10^{-2}.$$

Значения  $I_{x.x}$  и  $e_k$  (в %) принимаются согласно ГОСТ или ТУ.

В таблицах 1 и 2 представлены при различных  $\beta_t$  потери соответственно активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах КТП, изготавливаемых по ГОСТ 16555 – 75

Ориентировочные значения потерь активной и реактивной мощности для трансформаторов мощностью 1000, 1600 и 2500 кВ·А (изготавливаемых по ГОСТ 16555 – 75) при их загрузке  $\beta_t = 0,70 \div 0,85$  могут быть приняты:

$$\Delta P_t \approx 0,012 P_{p.h};$$

$$\Delta Q_t \approx 0,06 P_{p.h}.$$

Таблица 1

$S_T$ , кВ·А	$\Delta P_{x.x}$ , кВт	$\Delta P_{K.z}$ , кВт	$\Delta P$ , кВт, при $\beta_T$					
			0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1x250	0,78	3,7	1,7	2,1	2,6	3,1	3,8	4,5
1x400	1,08	5,5	2,5	3,1	3,8	4,6	5,5	6,6
1x630	1,68	7,6	3,6	4,4	5,4	6,5	7,8	9,3
1x1000	2,45	12,2	5,5	6,8	8,4	10,3	12,3	14,7
1x1600	3,3	18	7,8	9,8	12,1	14,8	17,9	21,3
1x2500	4,6	24	10,6	13,2	16,4	20	24	28,6

Таблица 2

$S_T$ , кВ·А	$\Delta Q_{x.x}$ , квар	$\Delta Q_{нагр}$ , квар	$\Delta Q$ , квар, при $\beta_T$					
			0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1x250	5,8	11,3	9	10	11	13	15	17
1x400	6,25	18	10	12	14	17	20	23
1x630	11,4	35	20	24	29	34	40	46
1x1000	14	55	28	34	41	49	59	69
1x1600	19	95	43	54	66	80	97	115
1x2500	25	150	63	79	99	120	147	175

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ  
НЕКОТОРЫХ ТИПОВ КОМПЛЕКТНЫХ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК  
6-10 и 0,4 кВ

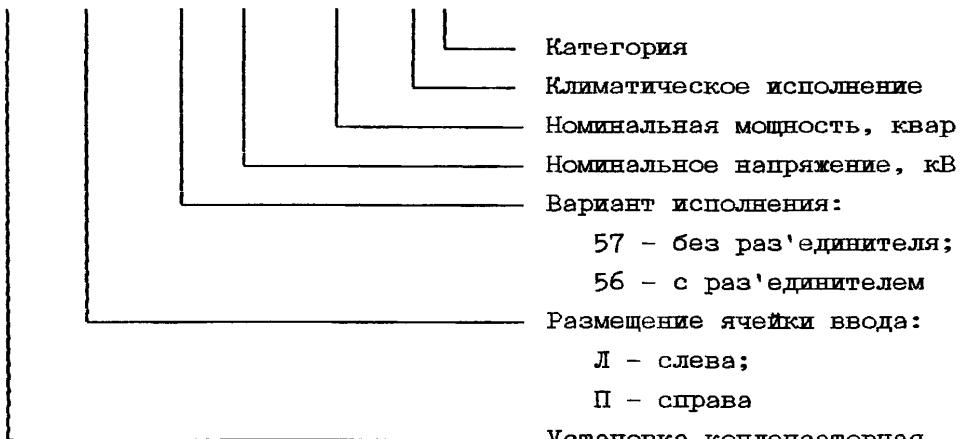
А. Установки конденсаторные 6-10 кВ, 50 Гц (БВК)

БВК предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях в следующих условиях:

температура от  $-40^{\circ}$  до  $+40^{\circ}$  С;  
относительная влажность до 80% при  $20^{\circ}$  С;  
высота над уровнем моря не более 1000 м;  
отсутствие взрывоопасной среды, токопроводящей пыли, агрессивных газов, паров.

Структурное обозначение типономинала

УК  57   У З



Установки допускают длительную работу при повышении напряжения (действующего значения) до 1,1 номинального и повышении действующего значения тока до 1,3 номинального, имеющем место как за счет повышения напряжения, так и за счет высших гармоник. Конденсаторы соединены по схеме "треугольник". Защита каждого конденсатора от ТКЗ осуществляется предохранителем. Установки

выпускаются в двух вариантах:

с защитой от перегрузки токами высших гармонических;

без защиты от перегрузки токами высших гармонических.

В каждый конденсатор встроен разрядный резистор. Конденсаторы пропитаны экологически безопасной жидкостью (12 кг на один конденсатор).

Динамическая стойкость сборных шин конденсаторной установки 80 кА.

Запрещается включение установки ранее чем через 5 мин после отключения.

Основные параметры БВК указаны в таблице.

Тип	Номинальные данные			Коли- чество конден- сатор- ных ячеек	Длина, мм	Масса, кг
	напряже- ние, кВ	ток, А	мощ- ность, квар			
УКЛ(П)57-6,3-450У3	6,3	42	450	1	1600	450
УКЛ(П)57-6,3-900У3	6,3	83	900	2	2400	760
УКЛ(П)57-6,3-1350У3	6,3	124	1350	3	3200	1060
УКЛ(П)57-6,3-1800У3	6,3	166	1800	4	4000	1370
УКЛ(П)57-6,3-2250У3	6,3	207	2250	5	4800	1670
УКЛ(П)57-6,3-2700У3	6,3	248	2700	6	5600	1980
УКЛ(П)57-6,3-3150У3	6,3	289	3150	7	6400	2280
УКЛ(П)57-10,5-450У3	10,5	25	450	1	1600	450
УКЛ(П)57-10,5-900У3	10,5	50	900	2	2400	760
УКЛ(П)57-10,5-1350У3	10,5	75	1350	3	3200	1060
УКЛ(П)57-10,5-1800У3	10,5	100	1800	4	4000	1370
УКЛ(П)57-10,5-2250У3	10,5	124	2250	5	4800	1670
УКЛ(П)57-10,5-2700У3	10,5	149	2700	6	5600	1980
УКЛ(П)57-10,5-3150У3	10,5	174	3150	7	6400	2280

Глубина устройства 810 мм.

Длина устройства УКЛ(П)56 превышает указанную в таблице на 610 мм, глубина 820 мм.

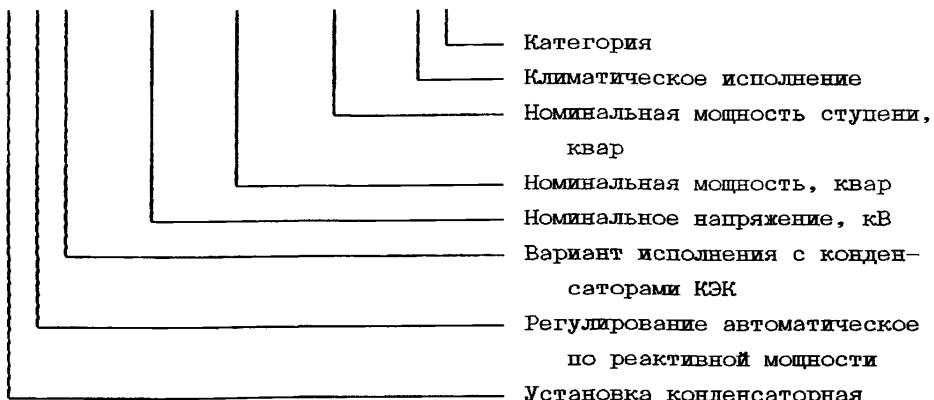
Степень защиты оболочки IP21 по ГОСТ 14254 - 80.

Данные взяты из ТУ16-673.075-86 (ИБДМ673.520.603ТУ).

#### Б. Установки конденсаторные 0,4 кВ, 50 Гц (БНК)

##### Структурное обозначение типономинала

УКМ 58 - 0,4 - □ - □ - УЗ



Основные параметры указаны в таблице.

Тип	Номиналь- ная мо- щ- ность, квар	Количест- во и мо- щ- ность ступеней, квар	Габариты (при кабель- ном вводе), мм	Масса, кг
УКМ58-0,4-100-33 1/3 УЗ	100	3x33 1/3	680x440x1675	180
УКМ58-0,4-200-33 1/3 УЗ	200	6x33 1/3	870x440x1675	290
УКМ58-0,4-268-67УЗ	268	4x67	880x440x1910	340
УКМ58-0,4-402-67УЗ	402	6x67	1270x440x1910	510
УКМ58-0,4-536-67УЗ	536	8x67	1580x440x1910	640

## Продолжение таблицы

Тип	Номиналь- ная мощ- ность, квар	Количест- во и мощ- ность ступеней, квар	Габариты (при кабель- ном вводе), мм	Масса, кг
УКМ59-0,4-102,5- -(2x30+42,5)УЗ	102,5	2x30, 42,5	680x440x1675	184
УКМ59-0,4-265- -(2x60+2x72,5)УЗ	265	2x60, 2x72,5	880x440x1910	346
УКМ59-0,4-397,5- -(3x60+3x72,5)УЗ	397,5	3x60, 3x72,5	1270x440x1910	522
УКМ59-0,4-530- -(4x60+4x72,5)УЗ	530	4x60, 4x72,5	1580x440x1910	655

Автоматическое регулирование реактивной мощности осуществляется регулятором реактивной мощности типа Б2201-9А, ТУ34-28-10869-84.

Динамическая стойкость установок мощностью 100 квр 40 кА, установок мощностью 200 - 536 квр 50 кА.

Степень защиты оболочки IP21 по ГОСТ 14254 - 80.

Данные взяты из ТУ16-673.083-86 (ИБДМ.673510.604-ТУ).

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕТИ 6 - 10 кВ

Затраты на потери активной мощности при передаче РМ в сеть до 1 кВ определяются согласно п. 2.10 РТМ по выражению

$$Z_{PQ} = \frac{C_{\text{пп}} R_e}{U^2 \cdot 10^3} Q_t^2,$$

где  $U$  - номинальное напряжение сети 6 или 10 кВ;  $R_e$  - эквивалентное сопротивление сети 6 - 10 кВ (от шин 6 - 10 кВ РП, ГПП до шин 0,4 кВ цеховых ТП), по которой осуществляется передача РМ в сеть до 1 кВ.

При известных параметрах электрической сети и схемах подключения цеховых трансформаторов определение  $R_e$  не вызывает затруднений. Однако при разработке проектной документации на стадии "проект" информация о параметрах сети 6 - 10 кВ, включая ее топологию, нередко отсутствует. В этом случае можно использовать приближенное значение  $R_e$ , полученное из анализа эквивалентной схемы, в которой каждый трансформатор подключен к шинам 6 - 10 кВ радиальной кабельной линией.

Для каждого цеха, группы трансформаторов

$$R_{sk} = \frac{R_t + r_o l_{cp}}{N},$$

где  $R_t$  - сопротивление трансформатора 6-10/0,4 кВ;  $r_o$  - удельное сопротивление кабельной линии;  $l_{cp}$  - средняя длина кабельной линии 6 - 10 кВ;  $N$  - количество трансформаторов 6-10/0,4 кВ.

В таблице приведены данные о сопротивлении трансформаторов и кабельных линий 6 - 10 кВ.

Мощность трансформатора, кВ·А	630	1000	1600	2500
Сопротивление $R_t$ , Ом, трансформатора 10/0,4 кВ	1,91 0,69	1,4 0,4	0,64 0,231	0,384 0,138
Удельное сопротивление алюминиевой жилы кабельной линии $r_o$ , Ом/км	0,62	0,443	0,326	0,258

При двухступенчатой схеме распределения электроэнергии (от линий 6 - 10 кВ ГПП радиальными линиями питаются несколько РП, от которых, в свою очередь, получают питание трансформаторные подстанции) эквивалентное сопротивление всей сети 6 - 10 кВ может быть определено по выражению

$$R_{\text{эк}} = \frac{1}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{R_{\text{эк}}^k}},$$

где  $n$  - количество РП 6 - 10 кВ.

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ  $D_1$  И  $D_2$  ДЛЯ НЕКОТОРЫХ ТИПОВ СД

Целесообразность использования в целях КРМ СД мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 мин<sup>-1</sup> определяется технико-экономическим расчетом с учетом коэффициентов  $D_1$  и  $D_2$ , характеризующих потери активной мощности на выработку РМ СД ( $D_1$  зависит от реактивной нагрузки СД, а  $D_2$  – от квадрата реактивной нагрузки). В таблицах 1 – 3 приведены значения  $D_1$  и  $D_2$  для некоторых типов СД при  $\cos\varphi_H = 0,9$ . Для СД иных типов могут быть приняты значения  $D_1$  и  $D_2$  ближайших по техническим характеристикам СД, указанных в таблицах.

Таблица 1. Значения коэффициентов  $D_1$  и  $D_2$   
для СД серии СДН, 6 – 10 кВ

Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	$P_{д.н.}$ , кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		$D_1$	$D_2$	$D_1$	$D_2$
1000	1000	5,62	3,91	–	–
	1250	4,74	4,42	6,77	6,98
	1600	7,53	6,04	7,58	7,56
	2000	8,06	7,53	8,39	7,2
	2500	8,13	7,74	9,2	8,93
	750	4,9	4,57	–	–
	800	4,37	4,96	–	–
	1000	7,73	7,29	7,2	6,48
	1250	7,22	7,33	8,3	8,12
	2000	8,08	6,98	9,48	9,83
600	2500	11,2	10,2	8,81	8,23
	630	6,6	4,06	–	–
	800	5,75	4,63	–	–
	1000	7,66	5,36	–	–
	1250	7,54	6,59	7,79	5,23

Продолжение табл. 1

Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Р <sub>д.н.</sub> , кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>
500	1600	7,79	6,99	8,99	7,43
	2000	10,7	8,68	9,64	7,5
	2500	10,9	8,46	10,1	10,2
	400	3,88	2,97	—	—
	500	5,05	3,63	—	—
	630	5,16	4,72	—	—
	800	6,48	5,54	—	—
	1000	6,61	5,88	—	—
	1250	8,44	6	9,08	8,53
	1600	8,63	7,61	8,99	7,43
375	2000	9,22	8,29	9,64	7,5
	2500	11,5	9,36	10,1	10,2
	320	4,46	4,1	—	—
	400	5,31	4,27	—	—
	500	5,52	4,23	—	—
	630	6,4	4,91	—	—
	800	7,07	5,25	—	—
	1000	8,3	6,55	—	—
	1250	8,43	7,07	10	7,79
	1600	12,3	7,56	10,3	10,4
300	2000	12,9	10,4	10,4	12
	2500	12,5	11,8	13,2	13,1
	320	4,64	4,6	—	—
	400	5,13	5,08	—	—
	500	5,81	5,39	—	—
	630	6,68	5,46	—	—
	800	7,76	6	—	—
	1000	9,6	7,7	—	—

Продолжение табл. 1

Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Р <sub>д.н.</sub> , кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>
250	1250	9,87	8,25	9,71	8,07
	1600	10,8	9,15	10,5	11,9
	2000	13,4	9,85	13	12,3
	2500	15,3	10,7	12,3	12,3
	320	5,78	4,22	—	—
	400	5,83	4,34	—	—
	500	6,14	4,58	—	—
	630	6,68	5,45	—	—
	800	8,5	6,3	—	—
	1000	10	7,19	—	—
187	1250	10,3	8,21	9,83	8,83
	1600	14,6	10,4	11,1	9,51
	2000	16	10,4	12,5	8 53
	2500	15,9	11,7	13,7	12,3
	320	5,19	4,72	—	—
	400	5,97	5,38	—	—
	500	6,57	5,29	—	—
167	630	6,27	6,91	—	—
	800	11,1	7,29	—	—
	1000	11,5	8,31	—	—
	1250	12,1	8,4	—	—
	320	6,65	4,18	—	—
150	400	7,64	4,25	—	—
	500	8,07	4,7	—	—
	630	9,78	7,14	—	—
	800	10,5	8,3	—	—
	320	6,84	5,82	—	—
	400	6,22	6,12	—	—

Продолжение табл. 1

Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Р <sub>д.н.</sub> , кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>
100	500	7,61	6,1	—	—
	800	13,5	10	—	—
	1000	15,3	10,6	—	—
	1250	21	11,9	—	—
	1600	21,9	12,4	—	—
	2000	20,7	13,9	—	—
	2500	19,6	19,2	—	—

Таблица 2. Значения коэффициентов D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub>  
для СД серий СДК, СДС, 6 – 10 кВ

Тип	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Р <sub>д.н.</sub> , кВт	u <sub>Н</sub> , кВ	Коэффициенты, кВт	
				D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>
СДК	167	400	6,10	5,78	5
СДС	300	800	6,10	7,2	5,95
ВДС	600	1300	6,10	7,62	6,93
СДС	1000	1230	6,10	5,9	8,3

Таблица 3. Значения коэффициентов  $D_1$  и  $D_2$   
для СД 0,4 кВ

частота вращения, $\text{мин}^{-1}$	$P_{\text{д.н.}}$ , кВт	Коэффициенты, кВт	
		$D_1$	$D_2$
1000	250	1,74	2,18
	320	2,04	2,54
	400	2,2	2,88
	500	2,45	3,21
750	200	0,98	1,95
	250	1,55	2,28
	320	1,88	2,51
	400	2,1	2,72
600	160	1,33	1,53
	200	2,35	2,39
	250	2,01	2,67
	320	2,08	2,42
375	125	1,63	2,33
	160	1,88	2,57
	200	1,98	2,93

## ПОДКЛЮЧЕНИЕ БНК К ШИНОПРОВОДАМ 0,4 кВ

Принципы подключения БНК к шинопроводам, изложенные в пп. 2.4.4 и 2.4.5 "Указаний по проектированию КРМ ...", 1984 г. не изменены РТМ36.18.32.6-92.

Для удобства пользования в настоящем пособии приведены полностью пп. 2.4.4 и 2.4.5, а также примеры расчетов по подключению БНК к магистральным шинопроводам.

"2.4.4. На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности ККУ суммарной мощностью  $Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК}}(1) + Q_{\text{НК}}(2)$ .

Если основные реактивные нагрузки шинопровода присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну БНК. Точка ее подключения определяется условием

$$Q_h \geq Q_{\text{НК}}/2 \geq Q_{h+1},$$

где  $Q_h$ ,  $Q_{h+1}$  – наибольшая реактивная нагрузка шинопровода перед узлом  $h$  и после него соответственно (рис. 2-6).

2.4.5. При присоединении к шинопроводу двух БНК точки их подключения находят из следующих условий:

точка подключения дальней БНК

$$Q_f \geq Q_{\text{НК}}(2) \geq Q_{f1};$$

точка подключения ближней к трансформатору БНК

$$Q_h - Q_{\text{НК}}(2) \geq Q_{\text{НК}}(1)/2 \geq Q_{h+1} - Q_{\text{НК}}(2).$$

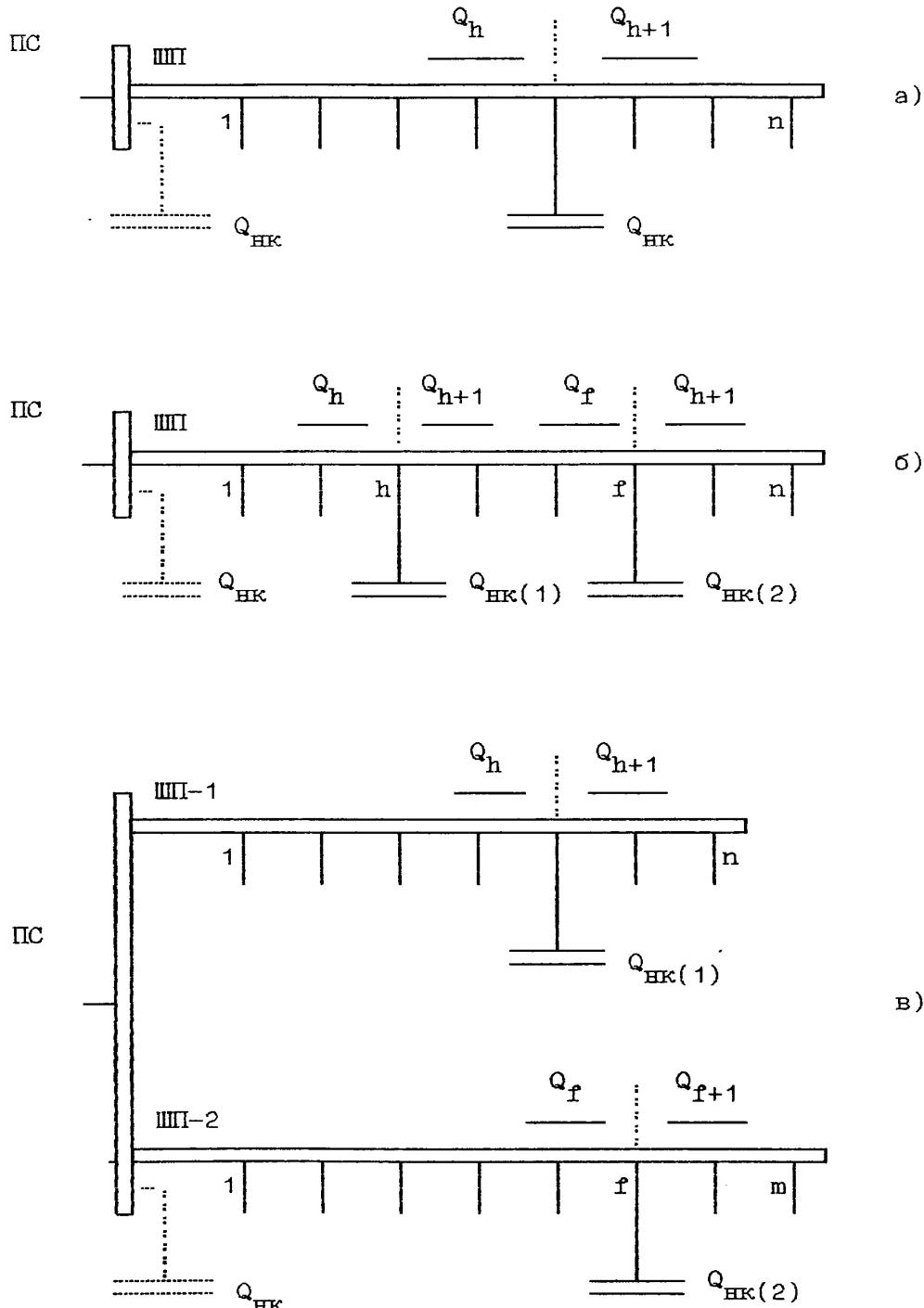


Рис. 2-6. Схема подключения БНК к магистральным шинопроводам:  
а – одна БНК; б – две БНК; в – два магистральных  
шинопровода с установкой по одной БНК

Пример III-2. Определить место присоединения конденсаторных установок к магистральному шинопроводу.

Исходные данные. К шинопроводам ШМА-1600 реактивная нагрузка присоединена как показано на рис. П1-1.

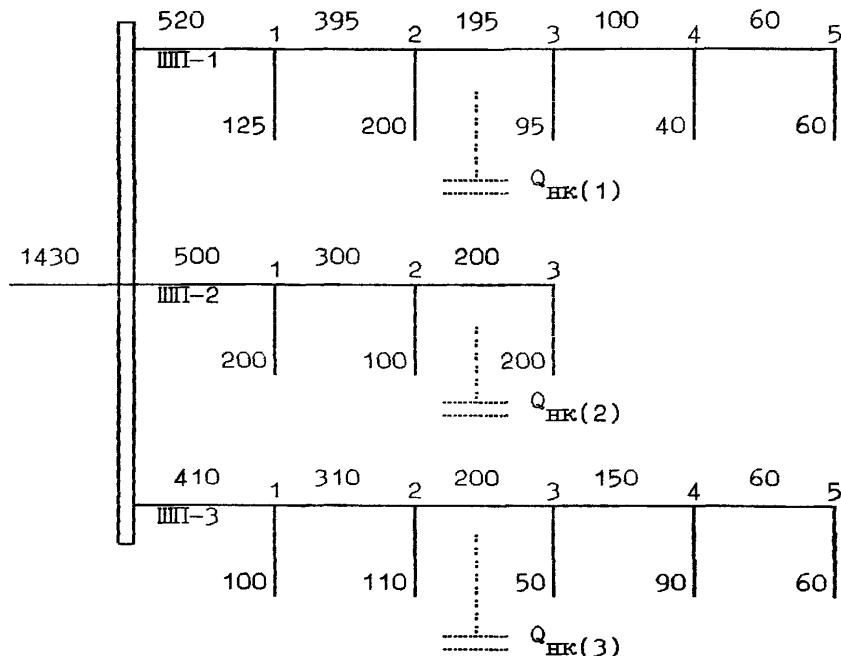


Рис. П-1-1.

Реактивные нагрузки пролетов шинопроводов даны в киловольт-амперах реактивных. Расчетная суммарная реактивная нагрузка трансформатора  $Q_{MT} = 1550$  квар.

Суммарная мощность конденсаторов  $Q_{HK} = 800$  квар ( $300 + 300 + 200$ ).

На каждом шинопроводе предусмотрена установка одной БНК.

Решение 1. Определяем место присоединения БНК к шинопроводу III-1 согласно условию

$$Q_h \geq Q_{HK}/2 \geq Q_{h+1}$$

узел 1    520 > 300/2 < 395 – условие не выполняется;

узел 2     $395 > 150 < 195$  – условие не выполняется;  
 узел 3     $195 > 150 > 100$  – условие выполняется;  
 узел 4     $100 < 150 > 60$  – условие не выполняется;  
 узел 5     $60 < 150 > 0$  – условие не выполняется.

Следовательно, БНК подключается к узлу 3.

2. Аналогично определяется точка присоединения БНК мощностью

$Q_{\text{НК}}(2)$  и  $Q_{\text{НК}}(3)$ .

Пример III-3. Определить место присоединения двух НБК к магистральному шинопроводу.

Исходные данные. На шинопроводе ШМА-1600 реактивная нагрузка до компенсации распределена в соответствии с рис. П1-2.

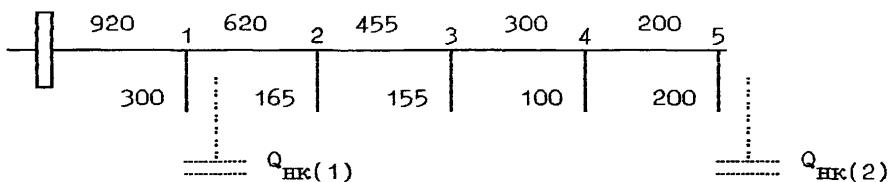


Рис. П1-2.

Реактивные нагрузки пролетов шинопроводов даны в киловольт-амперах реактивных.

Суммарная реактивная нагрузка трансформатора  $Q_{\text{МТ}} = 920$  квар.

Расчетная суммарная мощность комплектных конденсаторных установок  $Q_{\text{НК}} = 700$  квар (300 и 400) квар.

Решение 1. Определяем место присоединения дальней БНК ( $Q_{\text{НК}}(2)$ ) согласно условию

$$Q_h \geq Q_{\text{НК}}(2)/2 \geq Q_{h+1}:$$

узел 4     $300 > 200 \geq 200$  – условие выполняется;  
 узел 5     $200 \geq 200 > 0$  – условие выполняется.

Следовательно, ККУ мощностью 400 квар можно присоединять как к узлу 4, так и 5 (техническое решение принимается исходя из конструктивных соображений).

2. Определяем место присоединения ближней БНК ( $Q_{\text{НК}}(1)$ ) к трансформатору по условию

$$Q_h - Q_{\text{НК}}(2) \geq Q_{\text{НК}}/2 \geq Q_{h+1} - Q_{\text{НК}}(2):$$

узел 1  $520 > 150 < 220$  – условие не выполняется;

узел 2  $220 > 150 > 55$  – условие выполняется;

узел 3  $155 > 150 > 100$  – условие выполняется;

узел 4  $100 < 150 < 200$  – условие не выполняется.

Следовательно, вторая БНК может быть присоединена к узлу 2 или 3."

## ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ПРИВЕДЕННЫЕ В ПРЕЙСКУРАНТЕ 09-01

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
1	Иркутскэнерго	30	0,4
	Красноярскэнерго		
2	Павлодарэнерго	36	0,7
	Экибастузэнерго		
3	Саратовэнерго	36	1,4
4	Львовэнерго	36	1,5
	Одессаэнерго		
5	Днепроэнерго	36	1,7
6	Таджикэнерго	60	1,0
7	Колынгеро	60	1,1
8	Волгоградэнерго	60	1,2
	Горэнерго		
	Карелэнерго		
	Чувашэнерго		
	Куйбышевэнерго		
9	Мосэнерго	60	1,3
	Кузбассэнерго		
	Алтайэнерго		
	Челябэнерго		
10	Рязаньэнерго	60	1,5
	Архэнерго		
	Ленэнерго		
	Татэнерго		
	Башкирэнерго		
	Оренбургэнерго		

## Продолжение таблицы

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
	Пермэнерго	60	1,5
	Свердловскэнерго		
	Грозэнерго		
	Дагэнерго		
	Омскэнерго		
	Амурэнерго		
	Кабалжэнерго		
	Киргизэнерго		
11	Ярэнерго	60	1,6
	Ульяновскэнерго		
	Карагандаэнерго		
12	Кастромаэнерго	60	1,7
	Новосибирскэнерго		
	Читэнерго		
	Донбассэнерго		
	Молдэнерго		
13	Белгородэнерго	60	1,8
	Владимирэнерго		
	Липецкэнерго		
	Тулаэнерго		
	Кировэнерго		
	Киевэнерго		
	Беларусэнерго		
	Узбекэнерго		

## Продолжение таблицы

№ п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
14	Комиэнерго Новгородэнерго Мордовэнерго Запсибэнерго Тюменьэнерго Сургутэнерго Уренгойэнерго Севказэнерго Южказэнерго Армэнерго Эстонэнерго Грузэнерго	60	2,0
15	Харьковэнерго	60	2,1
16	Удмуртэнерго	60	2,2
17	Воронежэнерго  Ивэнерго Калининградэнерго Мариэнерго Пензэнерго Латвэнерго	60	2,3
18	Вологдаэнерго Алма-Атаэнерго Туркменэнерго	60	2,4
19	Калининэнерго Курскэнерго	60	2,5

## Продолжение таблицы

№ п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
	Брянскэнерго		
	Курганэнерго	60	2,5
	Запказзнерго		
	Азэнерго		
20	Астраханьэнерго	60	2,6
	Орелэнерго		
	Тамбовэнерго		
	Смоленскэнерго		
	Барнаулэнерго		
	Томскэнерго		
21	Кустанайэнерго	60	2,7
22	Ростовэнерго	60	2,8
	Ставропольэнерго	60	2,8
	Хабаровскэнерго		
23	Дальэнерго	60	2,9
	Гурьевэнерго		
24	Псковэнерго	60	3,0
	Калмыкэнерго		
	Краснодарэнерго		
	Литовэнерго		
25	Бурятэнерго	60	3,2
26	Целинэнерго	60	3,3
	Крымэнерго		
27	Винницаэнерго	60	3,6
28	Камчатскэнерго		10,6

## Продолжение таблицы

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год .	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
29	Энергорайоны: Центральный Чаун-Балибийский Эгвекинотский Беринговский Анадырский Сахалинэнерго (без Охтинской ТЭЦ) Охтинская ТЭЦ Якутскэнерго		8,5 20,0 25,0 12,0 5,5 6,2

СООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ  $\operatorname{tg}\varphi$  И  $\cos\varphi$

При выполнении расчетов КРМ может возникнуть необходимость в определении коэффициентов реактивной мощности  $\operatorname{tg}\varphi$  и мощности  $\cos\varphi$ . Ниже приведены некоторые соотношения между  $\operatorname{tg}\varphi$  и  $\cos\varphi$ .

$\operatorname{tg}\varphi$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$\cos\varphi$
0,15	0,989	0,50	0,895
0,16	0,987	0,60	0,857
0,20	0,981	0,70	0,819
0,22	0,977	0,749	0,8
0,25	0,970	0,880	0,75
0,26	0,968	1,02	0,7
0,27	0,965	1,16	0,65
0,30	0,958	1,33	0,6
0,32	0,953	1,52	0,55
0,34	0,946	1,73	0,5
0,35	0,944	2,0	0,45
0,38	0,935	2,3	0,4
0,40	0,928		