

# ЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.316.72

**Васюченко П.В.**

Украинская инженерно-педагогическая академия

**Кирисов И.Г.**

Украинская инженерно-педагогическая академия

## ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ РЕЖИМА НАГРУЗКИ

*В статье рассмотрены вопросы уменьшения потерь в силовых трансформаторах. Определены способы минимизации потерь в силовых трансформаторах, которые необходимо внедрять в практику эксплуатации.*

**Ключевые слова:** система электроснабжения промышленных предприятий, потери в силовых трансформаторах, реактивная мощность.

**Постановка проблемы.** Системы электроснабжения (СЭС) действующих промышленных предприятий (ПП) Украины относятся к числу объектов с повышенным уровнем потерь. Причиной этому является устаревшее оборудование, неудовлетворительное состояние и несоответствие современным стандартам методов учета и регулирования энергопотреблением, отставания, касающиеся внедрения автоматизированных систем учета и контроля энергопотребления.

**Анализ последних исследований и публикаций.** Несмотря на то, что уровень потерь электроэнергии (ЭЭ) за последние 5-7 лет снизился до 12,72% [1–5], это все еще существенно превышает экономически обоснованный уровень потерь. Современное состояние действующих СЭС свидетельствует о нарушении технологии потребления ЭЭ, недостоверности и неточности оценки потерь ЭЭ во внутрицеховых сетях и наглядно отображает проблемы, требующие реконструкции и технического переоснащения внутрицеховых сетей, совершенствования методов их эксплуатации.

**Постановка задания.** Для повышения эффективности электропотребления необходимо снижение непроизводительных потерь электроэнергии в элементах СЭС. Одним из путей решения этой проблемы является создание оптимального

режима работы трансформаторных подстанций (ТП) при условии обеспечения надежного питания узла нагрузки.

Учитывая сложившуюся в современных условиях стабильную неравномерность суточных графиков электрических нагрузок, требующую изменения схемы питания узла нагрузки, рассмотрим возможные варианты переключений в зависимости от загрузки трансформаторов с целью экономии электроэнергии и определим функциональную зависимость потерь активной мощности трансформаторов при изменении электрической нагрузки.

**Изложение основного материала исследования.** Как известно, потери в трансформаторах в симметричном номинальном режиме складываются из потерь в стали и меди:

$$\Delta P_i = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} K_z^2, \quad (1)$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$ ,  $\Delta P_{\text{кз}}$  – потери х.х. и потери к.з. – справочные данные трансформаторов.

$K_z$  – коэффициент загрузки  $i$ -го трансформатора.

Для большинства внутрицеховых систем электроснабжения характерно использование двухтрансформаторных подстанций (ПС), поэтому переход на режим работы с одним трансформатором в послеаварийном режиме требует анализа

уровня надежности, предусмотрев возможные последствия полного погашения напряжения во внутрицеховой сети [1].

Суммарные потери двухтрансформаторной подстанции (рис. 1) складываются из потерь в трансформаторах мощностью  $S_1$  и  $S_2$ :

$$\Sigma \Delta P = \Sigma \Delta P_{xx1} + \Sigma \Delta P_{кз1} K_2^2 \quad (2)$$

Потери в оставшемся в работе трансформаторе в послеаварийном режиме определяются как потери при нагрузке  $S_{11} + S_{12}$ :

$$\Delta P_I = \Delta P_{xx1} + [(S_{11} + S_{12}) / S_1]^2 \cdot P_{кз1}, \quad (3)$$

при одинаковой мощности трансформаторов, а при разных установленных мощностях необходимо определить потери с учетом конкретных паспортных данных трансформатора, оставшегося в работе:

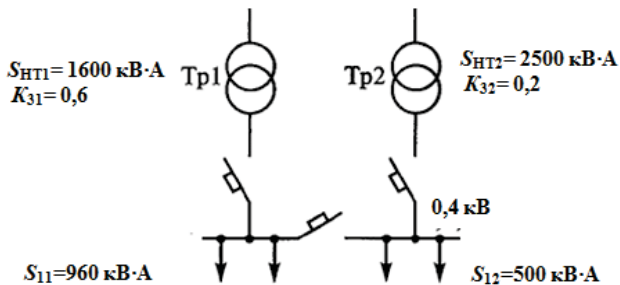


Рис. 1. Расчетная схема трансформаторной подстанции

$S_1, S_2$  – мощность трансформаторов;  
 $S_{11}, S_{12}$  – нагрузка трансформаторов.

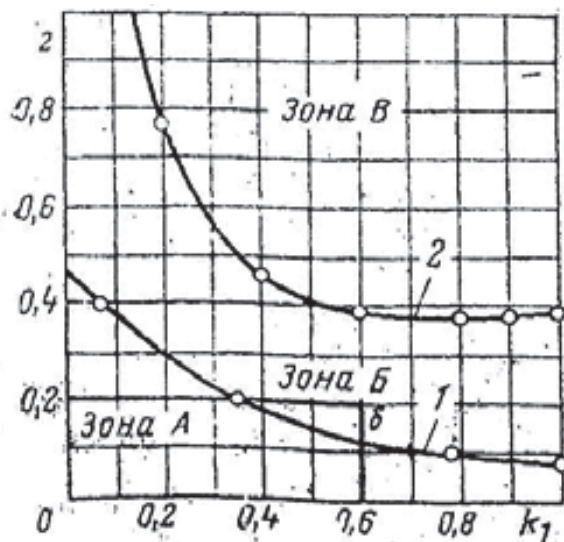


Рис. 2. Зоны наименьших суммарных потерь мощности при различных нагрузках двух трансформаторов разной мощности ( $S_1 = 1600$  кВ·А,  $S_2 = 2500$  кВ·А)

Зоны А и Б – при подключении всей нагрузки к трансформатору меньшей и большей мощности.  
Зона В – при подключении к обоим трансформаторам.

$$\Delta P_2 = \Delta P_{xx2} + [(S_{11} + S_{12}) / S_2]^2 \cdot P_{кз2}. \quad (4)$$

Из сопоставления потерь, определяемых по формулам (2) и (4), с учетом:

$S_{11} = K_1 \cdot S_1$  и  $S_{12} = K_2 \cdot S_2$ , где  $0 < K_1 < 1$  и  $0 < K_2 < 1$ , получим:

$$K_1 = (S_1 \cdot P_{xx2} / S_2 \cdot 2P_{кз1} \cdot K_2) - K_2 / 2P_{кз1} (P_{кз1} \cdot S_2 / S_1 - P_{кз2} \cdot S_1 / S_2) \quad (5)$$

$$K_2 = (S_2 \cdot P_{кз1} / S_1 \cdot 2P_{кз2} \cdot K_1) + K_1 / 2P_{кз2} (P_{кз1} \cdot S_2 / S_1 - P_{кз2} \cdot S_1 / S_2). \quad (6)$$

На рис. 2 функции (5) и (6) изображены в виде кривых 1 и 2. При одинаковых мощностях трансформаторов  $S_1 = S_2$  формулы (5) и (6) упрощаются и график функции

$$K_1 = P_{кз1} / 2 P_{кз2} \cdot K_2 \quad (7)$$

принимает вид, приведенный на рис. 3.

На рис. 2 показаны зоны нагрузок с оптимальным (по минимуму потерь электроэнергии) числом рабочих трансформаторов.

Зона Б является зоной наименьших потерь при переключении всей нагрузки на один трансформатор мощностью  $S_1$  или  $S_2$ . Во всех остальных случаях оптимальной является работа двух трансформаторов.

Приведем пример расчета потерь при переключении всей нагрузки на трансформатор меньшей и большей мощности и сравним их с потерями при работе двух трансформаторов.

Пример:  $S_1 = 1600$  кВ·А

$P_{кз1} = 3,3$  кВт

$P_{кз2} = 18$  кВт

$K_{31} = 0,6$

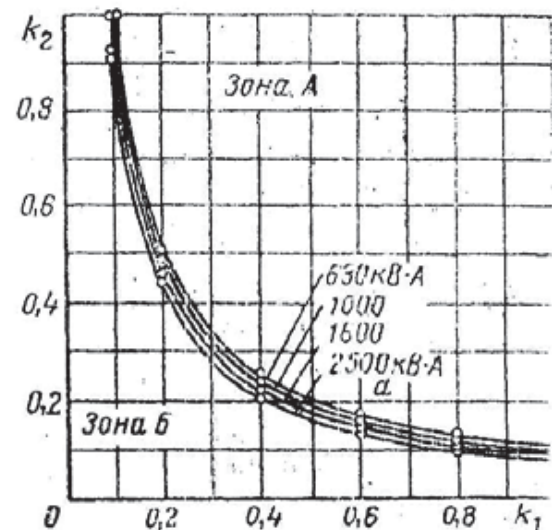


Рис. 3. Зоны наименьших суммарных потерь мощности при различных нагрузках двух трансформаторов одинаковой мощности

Зоны А – при работе двух трансформаторов.  
Зона Б – при переключении всей нагрузки на один трансформатор.

Нагрузка:  $S_{11} = S_1 \cdot K_{31} = 1600 \cdot 0,6 = 960 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

$S_2 = 2500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

$P_{xx2} = 4,6 \text{ кВт}$

$P_{к32} = 25 \text{ кВт}$

$K_{32} = 0,2$

Нагрузка:  $S_{12} = S_2 \cdot K_{32} = 2500 \cdot 0,2 = 500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Потери активной мощности при переключении всей нагрузки на трансформатор меньшей мощности:

$$\Delta P_1 = \Delta P_{xx1} + [(S_{11} + S_{12}) / S_1]^2 \cdot P_{к31} = 3,3 + [(960 + 500) / 1600]^2 \cdot 18 = 18,5 \text{ кВт}$$

Потери активной мощности при переключении всей нагрузки на трансформатор большей мощности:

$$\Delta P_2 = \Delta P_{xx2} + [(S_{11} + S_{12}) / S_2]^2 \cdot P_{к32} = 4,6 + [(960 + 500) / 2500]^2 \cdot 25 = 13,1 \text{ кВт}, \text{ точка б на рис.2.}$$

Потери мощности при работе двух трансформаторов:

$$\Delta P_1 = 9,78 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_2 = 5,6 \text{ кВт}$$

$$\Sigma \Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 15,38 \text{ кВт.}$$

Оптимальное число работающих трансформаторов в приведенном примере, обеспечивающих минимум потерь, – один трансформатор мощностью 2500 кВ·А при подключении всей нагрузки с коэффициентом загрузки  $K_3 = 0,6$ .

Современное состояние использования трансформаторных мощностей свидетельствует о том, что их загрузка составляет в среднем не более 35%. Это приводит к значительным потерям. Поэтому задача выбора оптимальных режимов работы трансформаторов является актуальной.

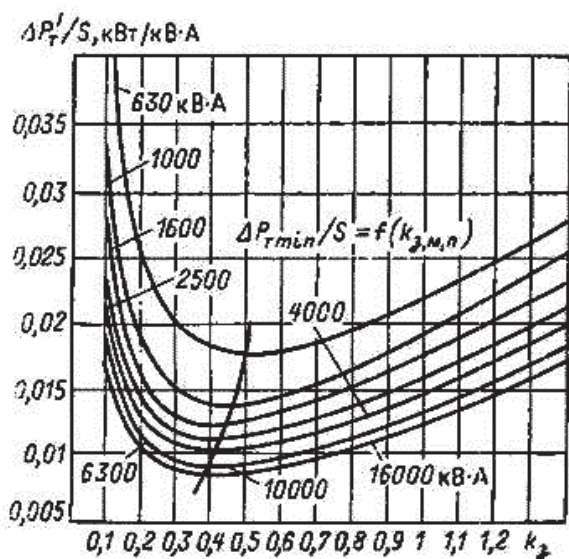


Рис. 4. Зависимость удельных приведенных потерь мощности  $\Delta P'_T/S_{ном.т.}$  в трансформаторах серии ТМ от коэффициента загрузки  $K_3$

Оптимальная загрузка трансформаторов соответствует, как правило, максимальному значению КПД трансформатора:

$$\eta_T = P_2 / P_1 = 1 - [(\Delta P_{\text{э}1} + \Delta P_{\text{э}2} + \Delta P_m) /$$

$$(P_2 + \Delta P_{\text{э}1} + \Delta P_{\text{э}2} + \Delta P_m)] = 1 - \Delta P'_T / (P_2 + \Delta P'_T), \quad (8)$$

где  $P_1$  – мощность, поступающая из сети;

$P_2$  – мощность, отдаваемая трансформатором во вторичную сеть,

Активная мощность на выходе трансформатора определяется по формуле:

$$P_2 = K_3 \cdot S_{н.тр} \cdot \cos \varphi, \quad (9)$$

где  $\varphi$  – угол сдвига фаз между напряжением  $U_2$  и током  $I_2$  на выходе трансформатора;

$\Delta P_m = \Delta P_{xx}$  – магнитные потери, определяемые потерями на вихревые токи и потери на перемагничивание (гистерезис);

$\Delta P_{\text{э}1}, \Delta P_{\text{э}2}$  – электрические потери, связанные с нагревом первичной и вторичной обмоток;

$\Delta P'_T$  – приведенные потери активной мощности в трансформаторе.

Исследование зависимости удельных приведенных потерь мощности  $\Delta P'_T / S_{ном.т.}$  от коэффициента загрузки трансформатора (Рис. 4) свидетельствует об интенсивном росте удельных потерь в трансформаторах (серия ТМ мощностью от 630 до 1600 кВ·А) при низких коэффициентах загрузки. А работа трансформатора при  $K_3$  ниже 0,3 неэкономична.

Передача реактивной мощности (РМ) вызывает потери активной мощности и энергии в элементах сети. Поэтому снижение перетоков РМ уменьшает потери активной мощности. Если в узле нагрузки РМ уменьшается на величину  $Q_{кy}$ , то потери активной мощности определяются по выражению:

$$\Delta P'' = (Q_p - Q_{кy})^2 \cdot R / U_n^2, \quad (10)$$

Снижение потерь активной мощности вследствие уменьшения РМ составит:

$$\delta P = \Delta P' - \Delta P'' = (2Q_p \cdot Q_{кy} - Q_{кy}^2) \cdot R / U_n^2. \quad (11)$$

Из уравнения (10) видно, что снижение потерь активной мощности зависит от степени компенсации РМ  $a = Q_{кy} / Q_p$ .

Если в уравнение (11) подставить значение  $Q_{кy} = a \cdot Q_p$ , то получим:

$$\delta P = Q_p^2 \cdot a(2 - a) R / U_n^2. \quad (12)$$

Это выражение положено в основу установления зависимости изменения потерь активной мощности в элементах электрических сетей и удельных потерь  $\Delta P'' / \Delta P'$  при различной степени компенсации РМ –  $a$ . Анализ этой зависимости показывает, что наибольшее снижение потерь

активной мощности достигается при степени компенсации  $a=1$  – полной компенсации.

Однако установка компенсирующих устройств (КУ) целесообразна в том случае, если эффект снижения потерь активной мощности и энергии при компенсации РМ (КРМ) будет больше приведенных затрат, связанных с приобретением, монтажом и эксплуатацией КУ:

$$\Sigma \mathcal{E}_k = \mathcal{E}_{op} - \mathcal{Z}_k > 0, \quad (13)$$

где  $\mathcal{E}_k$  – эффект КРМ;

$\mathcal{E}_{op}$  – эффект снижения потерь активной мощности;

$\mathcal{Z}_k$  – приведенные затраты на КУ.

Эффект снижения потерь активной мощности при КРМ определяется выражением:

$$\mathcal{E}_{op} = \delta P \cdot \tau_p \cdot \beta', \quad (14)$$

где  $\delta P$  – снижения потерь активной мощности, кВт;

$\tau_p$  – среднее значение времени потерь от перетоков РМ, ч;

$\beta'$  – стоимость 1 кВт·ч потерь активной электроэнергии, грн/(кВт·ч);

Затраты на установку и эксплуатацию КУ определяют:

$$\mathcal{Z}_k = Q_{ky} \cdot T_{MAX} \cdot \beta'_{ky}, \quad (15)$$

где  $Q_{ky}$  – мощность КУ, квар;

$T_{MAX}$  – годовое число часов использования максима нагрузки, ч/год;

$\beta'_{ky}$  – стоимость 1 квар·ч, полученного от КУ, грн/(квар·ч).

Степень КРМ, которая обеспечит максимальный эффект, определяется аналитически из уравнения [2]:

$$\Sigma \mathcal{E}_k = Q_p^2 \cdot a(2-a)R \cdot \tau_p \cdot \beta' / U_n^2 - a \cdot Q_p \cdot T_{MAX} \cdot \beta'_p.$$

Производная суммарного эффекта по степени компенсации:

$$d \Sigma \mathcal{E}_k / da = Q_p^2 \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' [(2-a) + (-1)a] / U_n^2 - Q_p \cdot T_{MAX} \cdot \beta'_p = 0.$$

Упростив уравнение, получим:

$$Q_p [2 Q_p \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' (1-a) / U_n^2 - T_{MAX} \cdot \beta'_p] = 0. \quad (16)$$

Решив (16) относительно  $a$ , получим формулу:

$$a = 1 - T_{MAX} \cdot \beta'_p \cdot U_n^2 / 2 Q_p \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta'. \quad (17)$$

Умножив обе части (17) на  $Q_p$ , получим:

$$Q_{ky} = Q_p - T_{MAX} \cdot \beta'_p \cdot U_n^2 / 2 \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta'. \quad (18)$$

Это уравнение позволяет получить мощность КУ, которая при расчетной реактивной мощности  $Q_p$  обеспечивает максимальную эффективность компенсации РМ [3].

Внедрение в промышленное производство современных технологических процессов, вызывающих несимметрию нагрузки (дугосталеплав-

ление), искажение формы кривой напряжения (вентильные преобразователи), а также размах изменения напряжения (сварочное производство), снижает показатели качества электроэнергии (ПКЭЭ) и приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии в элементах сети.

Для разработки мероприятий по снижению дополнительных потерь при некачественной электроэнергии необходимо доступными для эксплуатационного персонала методами определить величину потерь мощности при несимметрии и несинусоидальности напряжения [4].

Дополнительные потери при несимметрии напряжения:

$$\Delta P_{TP K2U} = K_{2U}^2 (\Delta P_{xx} + \Delta P_{k3} / U_{k3}^2), \quad (19)$$

где  $K_{2U}$  – коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности;

$U_{k3}$  – напряжения к.з., относительные единицы – справочные данные трансформатора.

Дополнительные потери мощности при несинусоидальности напряжения:

$$\Delta P_{TKU} = \Delta P_{xx} \sum_{v=2}^{\infty} U_v^2 + 0,607 \cdot \frac{\Delta P_{k3}}{U_{k3}^2} \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05v^2}{v\sqrt{v}} \cdot U_v^2, \quad (20)$$

где  $v$  – порядок гармоники,

$Uv$  – напряжение  $v$ -ой гармоники,

Первое слагаемое выражения (20) – дополнительные потери х.х., второе – нагрузочные потери в том числе и от вихревых токов ( $0,05v^2$ ).

Как свидетельствуют расчеты и наблюдения, потери х.х. значительно ниже нагрузочных ( $\Delta P_{xx} \ll \Delta P_{k3} / U_{k3}^2$ ), поэтому при расчете суммарных дополнительных потерь при несимметрии и несинусоидальности напряжения можно воспользоваться выражением:

$$\Delta P_{\Sigma} = (K' K_{2U}^2 + K'' \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05v^2}{v\sqrt{v}} \cdot U_v^2) \cdot S_{нmp}, \quad (21)$$

где  $K' = \Delta P_{k3} / \mu^2 \cdot S_{н.тр}$ ;

$K'' = 0,607 \cdot \Delta P_{k3} / \mu^2 \cdot S_{н.тр}$ ,

$\mu$  для цеховых трансформаторов принимают равным 0,075.

Учитывая то, что в общей структуре затрат электроэнергии на её транспортирование и распределение часть потерь электроэнергии в трансформаторах превышает 20%, требование к их снижению экономически обоснованы [5].

В настоящее время в промышленно развитых странах осваивают выпуск высокоэффективных трансформаторов со сниженными потерями х.х. и нагрузочными потерями. В Европе замена трансформаторов на современные обеспечивают экономию электроэнергии, равную 2 миллиардам евро.

В результате реализации мероприятий в европейском трансформаторостроении потери х.х. для условного трансформатора (напряжением 220 кВ мощностью 200 МВ·А) за последние 50 лет снижены более чем втрое, а нагрузочные потери вдвое.

Потери х.х. приносят убытки в несколько раз больше, чем нагрузочные потери, составляя основную часть капитальных затрат. Убытки от потерь х.х. особенно существенны для трансформаторов малых мощностей (до 1000 кВ·А).

Снижения потерь х.х. достигается за счет:

- 1) повышения качества электротехнической стали с повышенной магнитной проницаемостью со сниженными удельными потерями на перемагничивание и вихревые токи;
- 2) проектирования сердечника трансформатора для работы с низким уровнем индуктивности;
- 3) применения аморфных сталей, потери в которых в 3-4 раза меньше чем в обычных сталях;
- 4) использования листовой стали со сниженной толщиной листа (до 0,18 мм).

Использование высокотемпературных сверхпроводниковых материалов дает возможность существенного снижения нагрузочных потерь,

массы трансформатора до 40%, стоимости электрооборудования и существенного повышения эффективности передачи электроэнергии. Снижению нагрузочных потерь способствует использование медных проводов вместо алюминиевых.

**Выводы.** При эксплуатации систем промышленного электроснабжения следует стремиться к максимально возможному использованию установленных трансформаторных мощностей.

Компенсация реактивной мощности снижает технологические потери электроэнергии в элементах распределительных сетей. Экономическая целесообразность компенсирующих устройств определяется сравнением эффекта снижения потерь активной мощности с приведенными затратами, связанными с приобретением, монтажом и эксплуатацией компенсирующих устройств.

Минимизировать потери активной мощности в цеховых трансформаторах возможно путем оптимизации трансформаторных мощностей в нормальном и послеаварийном режимах. Снижение потерь активной мощности в силовых трансформаторах обеспечивается улучшением качества электроэнергии, а также обновлением трансформаторного парка, выполненного по высокоэффективным технологиям.

#### Список литературы:

1. Дерский В.Г. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях. Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2009. № 6. С. 20.
2. Карпов Е.А. Особенности компенсации реактивных составляющих токов гармоник в электрических сетях с нелинейными нагрузками. Тезисы докладов научно технической конференции. Мариуполь. 1990. С. 24.
3. Дерский В.Г. Моделирование задач энергосбережения в энергопередающих компаниях. Энергетика та електрифікація. 2010. № 11. С. 27.
4. Журавлев Д.В. Экономическая эффективность трансформаторно-реакторного устройства при повышении качества электрической энергии. Энергетика та електрифікація. 2013. № 8. С. 15.
5. Энергосберегающее оборудование. Восточноевропейский журнал передовых технологий. 2012. № 6. С. 12.

#### ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ЗАХОДИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІД ЧАС ЗМІНИ РЕЖИМУ НАВАНТАЖЕННЯ

*У статті розглянуті питання зменшення втрат у силових трансформаторах. Визначені способи мінімізації втрат у силових трансформаторах, які необхідно впроваджувати в практику експлуатації.*

**Ключові слова:** система електропостачання промислових підприємств, втрати в силових трансформаторах, реактивна потужність.

#### ENERGY SAVING MEASURES IN THE OPERATION OF POWER TRANSFORMERS WHEN CHANGING THE MODE OF THE LOAD

*In the article the questions of reduction of losses are considered in power transformers. The methods of minimization of losses are certain in power transformers that must be inculcated in practice of exploitation.*

**Key words:** system of supply industrial enterprise, loss in power transformer, reactive power.