

УДК 621.311

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

**А. Н. ГУМИНСКИЙ**

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь*

### **Введение**

В условиях постоянного увеличения цен на топливно-энергетические ресурсы остро стоит проблема энергосбережения, затрагивающая все отрасли народного хозяйства страны. Актуальна данная проблема и для энергетики. Повышение энергетической эффективности является приоритетной государственной политикой на всех уровнях систем электроснабжения: от выработки, преобразования и распределения, до потребления электроэнергии потребителями.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчетами.

Проектирование большинства понижающих подстанций в СССР велось с учетом перспективного увеличения электрических нагрузок. Мощности понижающих трансформаторов выбирались на ступень выше оптимальной стандартной мощности, найденной по технико-экономическим показателям.

В настоящее время анализ графиков нагрузок многих понизительных подстанций энергосистемы и промышленных предприятий показывает, что трансформаторы подстанций работают в недогруженном режиме. Положение усугубилось после перехода от плановой экономики к рыночной, когда произошло снижение производства продукции на многих промышленных предприятиях, следовательно, произошло и снижение электрических нагрузок. Графики нагрузок многих предприятий потеряли стабильность и стали иметь ярко выраженную нелинейность как в суточном временном промежутке, так и в более продолжительных промежутках времени. В условиях рыночной экономики аналитически прогнозировать графики электрических нагрузок на длительную перспективу достаточно трудоемко и часто недостоверно.

На понизительных подстанциях, а также на станциях для трансформаторов связи с системой нагрузка трансформаторов определяется в основном графиком работы потребителей. Потери электроэнергии в трансформаторах, как известно, делятся на две составляющие: потери холостого хода и нагрузочные потери. В дневное время, когда загрузка трансформаторов велика, нагрузочные потери превышают потери холостого хода. В ночное время, в выходные и праздничные дни, когда загрузка трансформаторов снижается, потери холостого хода, напротив, намного превосходят нагрузочные. Поэтому, руководствуясь известным графиком нагрузки, необходимо выбирать то или иное число параллельно работающих трансформаторов для обеспечения их наиболее экономичной работы.

### Оптимизация режимов работы трансформаторов

Установившийся типовой график нагрузки позволяет рассчитать допустимую перегрузку трансформатора (величину и длительность), если в этом возникает необходимость по условиям эксплуатации.

Перегрузки трансформатора могут быть допущены, если они не сокращают в значительной степени срок службы изоляции, а следовательно, и трансформатора. Поэтому, исходя из допустимого износа изоляции от нагрева, составлены диаграммы нагрузочной способности трансформаторов. По этим диаграммам, зная коэффициент нагрузки  $k_n$ , можно определить допустимую длительность той или иной величины перегрузки или величину перегрузки при ее заданной длительности.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузку данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки [1, с. 14]. При отсутствии суточного графика для практических целей определяется расчетный уровень максимальной активной нагрузки подстанции  $P_{\max}$  (МВт).

Если при выборе номинальной мощности трансформатора на однотрансформаторной подстанции исходить из условия

$$S_{\text{ном}} \geq \sum P_{\max} \geq P_p, \quad (1)$$

где  $\sum P_{\max}$  – максимальная активная мощность на пятом году эксплуатации – сроке, в условиях рыночной экономики согласованном с инвестором;  $P_p$  – проектная расчетная мощность подстанции, то при графике работы с кратковременным пиком нагрузки (0,5–1,0 ч) трансформатор будет длительное время недогружен. При этом неизбежно завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции. В ряде случаев выгоднее выбирать номинальную мощность трансформатора, близкую к максимальной нагрузке достаточной продолжительности [1, с. 15].

Наиболее экономичной работа трансформатора по ежегодным издержкам и потерям будет в случае, когда в часы максимума он будет работать с перегрузкой. В реальных же условиях значения допустимой нагрузки выбирают в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки, а также в зависимости от температуры окружающей среды, при которой работает трансформатор.

Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной перегрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей.

Номинальная мощность трансформатора  $S_{\text{ном}}$  (МВ · А) на подстанции, с числом трансформаторов  $n > 1$ , в общем виде определяется из выражения

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{k_{\text{пер}} (n - 1) \cos \varphi}, \quad (2)$$

где  $P_p = P_{\max} \cdot k_{\text{I-II}}$  – расчетная мощность, МВт;  $P_{\max}$  – суммарная активная максимальная мощность подстанции на пятом году эксплуатации, МВт;  $k_{\text{I-II}}$  – коэффициент участия в нагрузке потребителей I–II категорий;  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.

Для подстанций распределительных сетей, где в аварийном режиме до 25 % потребителей из числа малоответственных может быть отключено,  $k_{I-II}$  обычно принимается равным 0,75–0,85 (единице он равен, когда все потребители относятся к первой категории).

Так как  $k_{I-II} < 1$ , а  $k_{пер} > 1$ , то их отношение  $k = \frac{k_{I-II}}{k_{пер}}$  всегда меньше единицы, и

характеризует собой резервную мощность трансформатора, заложенную при выборе его номинальной мощности. Чем данное отношение меньше, тем меньше будет резерв установленной мощности трансформатора, и тем более эффективным будет использование трансформаторной мощности с учетом перегрузки.

Завышение коэффициента  $k$  приводит к завышению суммарной установленной мощности трансформаторов на подстанции. Уменьшение коэффициентов возможно лишь до такого значения, которое с учетом перегрузочной способности трансформатора и возможности отключения неответственных потребителей позволяет покрыть основную нагрузку одним оставшимся в работе трансформатором при аварийном выходе из строя второго.

Таким образом, установленная мощность трансформатора на подстанции

$$S_{тр} \geq \frac{k \cdot P_{max}}{\cos \varphi} . \tag{3}$$

Формально эта формула выглядит ошибочной. Действительно, единицы измерения активной мощности – Вт, а полной (кажущейся) – В · А. Есть различия и в физической интерпретации  $S$  и  $P$ . Но следует всегда полагать, что осуществляется компенсация реактивной мощности на шинах подстанции 10–0,4 кВт и что коэффициент мощности  $\cos \varphi$  находится на уровне 0,92–0,95. Такая ошибка, связанная с упрощением формул, не превосходит инженерную ошибку 10 %. Становится объяснимым формула (1), где активная и полная мощность не различаются.

На подстанциях могут устанавливаться несколько трансформаторов, работающих параллельно, причем номинальные мощности параллельно работающих трансформаторов могут отличаться. Для анализа экономических режимов работы двухтрансформаторной подстанции (рис. 1) необходимо рассмотреть варианты с установкой на подстанции трансформаторов с одинаковой и разной номинальной мощностью.

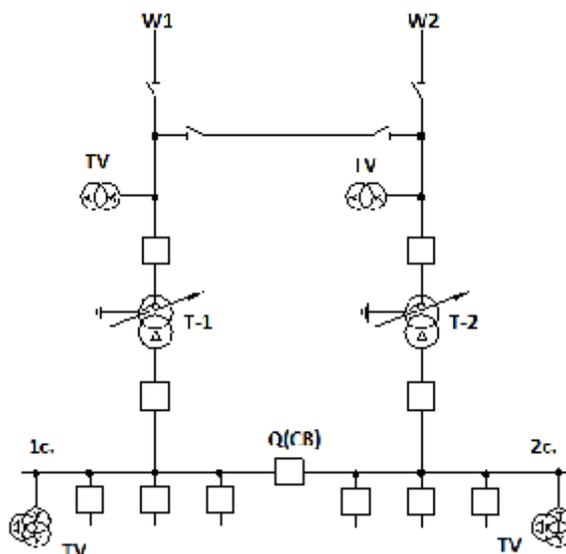


Рис. 1. Однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции

На двухтрансформаторной подстанции установлены трансформаторы одинаковой номинальной мощности. На рис. 2 показаны зависимости потерь активной мощности в одном  $\Delta P_1$  и двух  $\Delta P_2$  параллельно работающих трансформаторах от нагрузки потребителей  $S_{\text{нагр}}$ . Точка пересечения графиков соответствует значению граничной мощности нагрузки  $S_{\text{гр}}$ , при которой потери мощности в одном трансформаторе равны потерям мощности в двух трансформаторах. Следовательно, значение данной мощности и определяет точку наиболее выгодного с точки зрения потерь мощности перехода от режима работы одним трансформатором к режиму работы двумя трансформаторами, и наоборот.

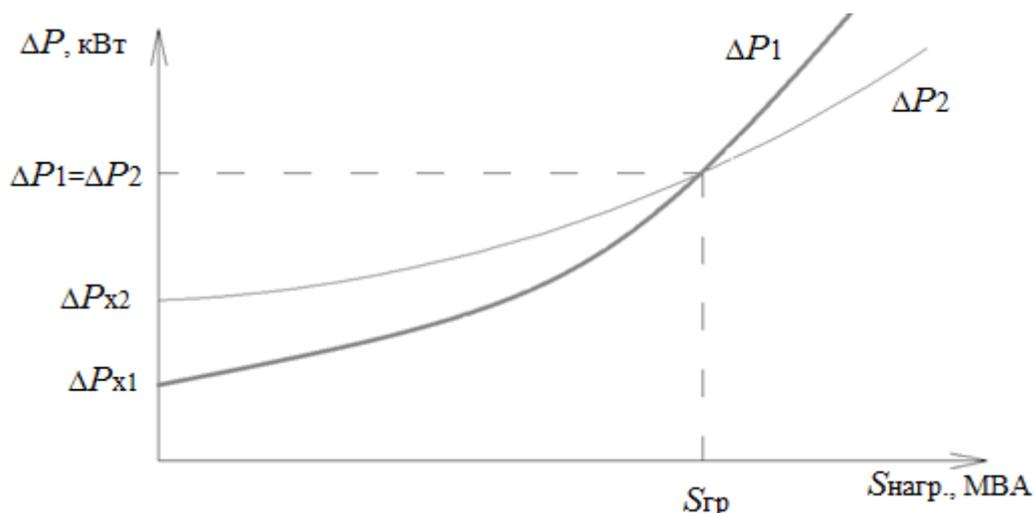


Рис. 2. Графики потерь активной мощности в трансформаторах одинаковой номинальной мощности

Потери мощности в одном и двух параллельно работающих трансформаторах соответственно:

$$\Delta P_1 = \Delta P'_x + \Delta P'_k \left( \frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2; \quad (4)$$

$$\Delta P_2 = 2 \left( \Delta P'_x + \Delta P'_k \left( \frac{S}{2S_{\text{ном}}} \right)^2 \right); \quad (5)$$

где  $S$  — значение мощности нагрузки, МВ · А;  $S_{\text{ном}}$  — номинальная мощность трансформатора, МВ · А;  $\Delta P'_x, \Delta P'_k$  — приведенные потери холостого хода и короткого замыкания, кВт.

Приведенные потери учитывают потери активной мощности как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах питающей системы электроснабжения в зависимости от потребляемой трансформатором реактивной мощности:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + k_3 \cdot S_{\text{ном}} \frac{I_x \%}{100}, \text{ кВт}; \quad (6)$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + k_3 \cdot S_{\text{ном}} \frac{u_k \%}{100}, \text{ кВт}; \quad (7)$$

где  $\Delta P_x$  и  $\Delta P_k$  – потери мощности холостого хода и короткого замыкания трансформатора соответственно (каталожные данные), кВт;  $I_x\%$  – ток холостого хода трансформатора;  $u_k\%$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  $k_3$  – коэффициент удельного прироста потерь активной мощности, зависит от места размещения источника реактивной мощности, покрывающее потребление ее трансформатором. В первом приближении можно принимать  $k_3$  для трансформаторов, установленных на электростанциях, равным  $0,015 \text{ кВт/кВ} \cdot \text{А}$ , и для трансформаторов понижающих подстанций –  $0,04 \text{ кВт/кВ} \cdot \text{А}$  [2].

Приравняв значения потерь мощности в одном и двух трансформаторах, определяется значение граничной мощности:

$$\Delta P'_x + \Delta P'_k \left( \frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 = 2 \left( \Delta P'_x + \Delta P'_k \left( \frac{S}{2 \cdot S_{\text{ном}}} \right)^2 \right); \quad (8)$$

$$S_{\text{гр}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P'_x}{\Delta P'_k}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (9)$$

Следовательно, экономичный режим работы двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами одинаковой мощности определяется минимальными потерями в трансформаторах на всем диапазоне нагрузок. Потери мощности описываются кривой  $\Delta P_{x1} - S_{\text{гр}} - \Delta P_2$  на графике рис. 2.

**На двухтрансформаторной подстанции установлены трансформаторы разной номинальной мощности.** Условно примем, что номинальная мощность первого трансформатора Т1 меньше мощности второго Т2.

На рис. 3 показаны зависимости потерь активной мощности в трансформаторе меньшей номинальной мощности  $\Delta P_1$ , большей номинальной мощности  $\Delta P_2$  и суммарные потери в двух трансформаторах  $\Delta P_{\Sigma}$  от нагрузки потребителей  $S_{\text{нагр}}$ . Точка пересечения графиков  $S_{\text{гр1}}$  соответствует значению граничной мощности нагрузки, при которой потери мощности в Т1 равны потерям мощности в Т2. Точка пересечения графиков  $S_{\text{гр2}}$  соответствует значению граничной мощности нагрузки, при которой потери мощности в Т2 равны суммарным потерям мощности в Т1 и Т2. Следовательно, значение граничной мощности  $S_{\text{гр1}}$  определяет точку наиболее выгодного с точки зрения потерь мощности перехода от режима работы трансформатором меньшей мощности к трансформатору большей мощности, и наоборот. Значение граничной мощности  $S_{\text{гр2}}$  определяет точку наиболее выгодного перехода от режима работы трансформатором большей мощности к работе двумя параллельно включенными трансформаторами, и наоборот.

Значение граничной мощности  $S_{\text{гр3}}$  не имеет качественной оценки для определения экономичных режимов работы двухтрансформаторной подстанции, значение мощности находится выше кривой минимальных потерь. Мощность  $S_{\text{гр3}}$  определяет точку наиболее выгодного перехода от режима работы двумя трансформаторами к работе одним трансформатором меньшей мощности, и наоборот.

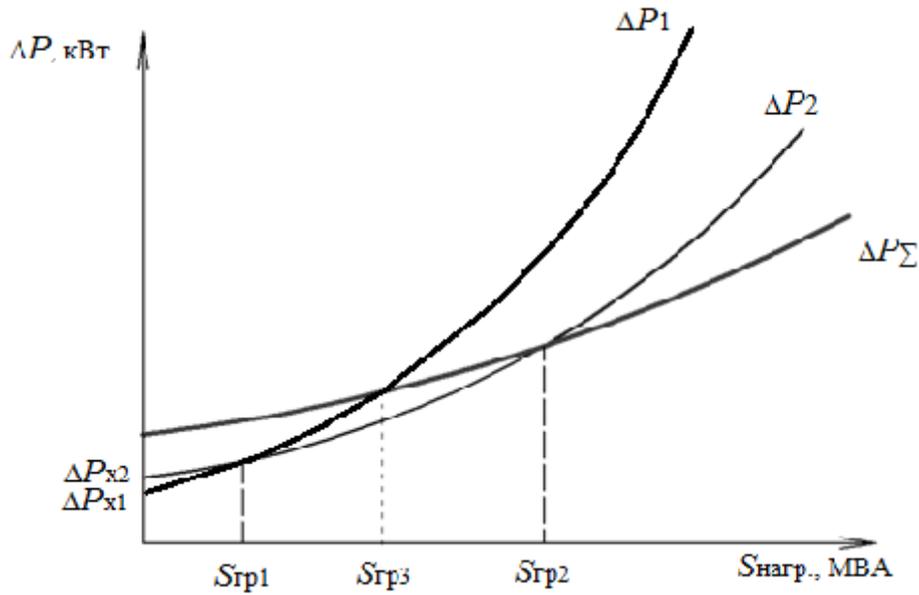


Рис. 3. График потерь активной мощности в трансформаторах различной номинальной мощности

Потери мощности в трансформаторе меньшей номинальной мощности

$$\Delta P_1 = \Delta P'_{x1} + \Delta P'_{k1} \left( \frac{S}{S_{\text{ном1}}} \right)^2. \quad (10)$$

Потери мощности в трансформаторе большей номинальной мощности

$$\Delta P_2 = \Delta P'_{x2} + \Delta P'_{k2} \left( \frac{S}{S_{\text{ном2}}} \right)^2. \quad (11)$$

При параллельной работе трансформаторов минимум потерь мощности соответствует распределению нагрузки пропорционально установленной мощности трансформаторов

$$\frac{S_1}{S_{\text{ном1}}} = \frac{S_2}{S_{\text{ном2}}}, \quad (12)$$

где  $S_1$  и  $S_2$  – мощность нагрузки первого и второго трансформаторов соответственно.

Суммарная мощность потерь при работе двух трансформаторов

$$\Delta P \Sigma = \Delta P'_{x1} + \Delta P'_{x2} + \Delta P'_{k1} \left( \frac{S_1}{S_{\text{ном1}}} \right)^2 + \Delta P'_{k2} \left( \frac{S_2}{S_{\text{ном2}}} \right)^2. \quad (13)$$

Значения граничных мощностей нагрузки:

$$S_{\text{гр1}} = \sqrt{\frac{S_{\text{ном1}}^2 \cdot S_{\text{ном2}}^2 (\Delta P'_{x2} - \Delta P'_{x1})}{S_{\text{ном2}}^2 \cdot \Delta P'_{k1} - S_{\text{ном1}}^2 \cdot \Delta P'_{k2}}}, \quad (14)$$

$$S_{\text{гр2}} = \left( 1 + \frac{S_{\text{ном1}}}{S_{\text{ном2}}} \right) \sqrt{\frac{\Delta P'_{x1} \cdot S_{\text{ном2}}^4}{\Delta P'_{k2} (S_{\text{ном1}} + S_{\text{ном2}})^2 - (\Delta P'_{k1} + \Delta P'_{k2}) S_{\text{ном2}}^2}}; \quad (15)$$

$$S_{гр3} = \left(1 + \frac{S_{ном1}}{S_{ном2}}\right) \sqrt{\frac{\Delta P'_{x2} \cdot S_{ном1}^2 \cdot S_{ном2}^2}{\Delta P'_{k1} (S_{ном1} + S_{ном2})^2 - (\Delta P'_{k1} + \Delta P'_{k2}) S_{ном1}^2}}. \quad (16)$$

Экономичный режим работы двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами разной номинальной мощности определяется минимальными потерями в трансформаторах на всем диапазоне нагрузок. Потери мощности описываются кривой минимальных потерь  $\Delta P_{x1} - S_{гр1} - S_{гр2} - \Delta P_{\Sigma}$  на графике (рис. 3).

### Способы решения проблемы

Поскольку нагрузка большинства подстанций в течение суток и в разные дни недели не остается постоянной, а может изменяться в достаточно широком диапазоне, непрерывная работа со всеми включенными трансформаторами экономически нецелесообразна. Во время длительного снижения суммарной нагрузки подстанции один из трансформаторов выгодно держать отключенным, а всю нагрузку (обе секции шин низкого напряжения) запитать включением секционного выключателя от одного трансформатора (рис. 1). При этом может появиться необходимость гарантированного быстрого включения трансформатора, выведенного в резерв, при увеличении нагрузки подстанции до значения, при котором выгодно работать всеми трансформаторами подстанции. При этом должен быть введен в работу второй трансформатор, а секционный выключатель отключен.

Допускается параллельная работа трансформаторов (без отключения секционного выключателя стороны НН) при соблюдении следующих условий: группы соединения обмоток одинаковы, соотношение мощностей трансформаторов не более 1 : 3, коэффициенты трансформации отличаются не более чем на  $\pm 0,5\%$ , напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на  $\pm 10\%$ , произведена фазировка трансформаторов. Также в данном режиме необходимо учитывать фактор увеличения токов короткого замыкания, оборудование должно быть устойчиво к их воздействию.

Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с отличными напряжениями короткого замыкания допускается в небольших пределах изменение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из трансформаторов не будет перегружен. Как правило, на параллельную работу должны включаться одинаковые трансформаторы (с точностью до производственных отклонений).

Технический аспект перехода от одного режима работы к другому может рассматриваться исходя из двух позиций: ручного перехода и автоматического.

Ручной переход применим в крайне редких случаях, как правило, на двухтрансформаторных подстанциях, не имеющих потребителей первой категории и имеющих стабильный график нагрузки, значение мощности которого в любом режиме не превысит допустимую мощность перегрузки трансформатора (по значению величины и продолжительности). Анализ систем электроснабжения показывает, что по данному пункту выбраны резервы по оптимизации режима работы: практически на всех подстанциях данного типа в работе находится один трансформатор, второй выведен в резерв.

На подстанциях, имеющих потребителей первой категории и с вероятностью увеличения мощности подстанции выше перегрузочной способности одного трансформатора, ручной вывод трансформатора в резерв недопустим. На данных

типах подстанций необходим автоматический переход от режима работы одним трансформатором к режиму работы двумя, и наоборот.

Автоматический переход подразумевает наличие на подстанции аппаратных средств для управления режимом работы в зависимости от графика электрической нагрузки.

### **Заключение**

Оптимизация режимов работы двухтрансформаторных подстанций раскрывает весомый потенциал эффективного энергосбережения – сокращения потерь электроэнергии в системах электроснабжения. Например, для двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами ТДН-10000/110 годовая экономия электроэнергии, применяя концепцию повышения эффективности режимов работы, может достигать значения 140000 кВт·ч, а с трансформаторами ТРДН-40000/110 – уже 405000 кВт·ч.

Не изменяя тип оборудования подстанций и мощность подключенных потребителей, оперируя лишь составом включенного оборудования, можно изменять потери электроэнергии. Таким образом, определяющим фактором в эффективности работы двухтрансформаторной подстанции будет являться симбиоз графика электрической нагрузки потребителей и соответствующего состава включенного оборудования. Значения граничных мощностей позволяют определить нагрузку потребителя, при которой с точки зрения потерь мощности в трансформаторе эффективно переходить от одного режима работы к другому.

Поэтому актуальной является разработка адаптивных систем распределения нагрузки между трансформаторами с целью уменьшения потерь мощности как в самих трансформаторах, так и в питающих системах электроснабжения. Внедрение данных систем на подстанциях энергосистемы, промышленных предприятий, железнодорожного транспорта, сельского хозяйства позволит сократить потери мощности, что значительно повысит показатели выполнения Республиканской программы «Энергосбережение» в рамках конкретного предприятия и всей страны.

### **Литература**

1. Быстрицкий, Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. – М. : Техн. лит., 2003. – 176 с.
2. Цирель, Я. А. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях / Я. А. Цирель, В. С. Поляков. – Л. : Энергоатомиздат, 1985.
3. Пекелис, В. Г. Эффективное энергосбережение посредством режимного отключения незагруженных трансформаторов / В. Г. Пекелис, Е. В. Боровский // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 5.
4. СТП 09110.35.125–09. Методические рекомендации по выбору установок устройства включения резервного трансформатора. – Минск : НИиПИ РУП «Белэнергосетьпроект».
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М. : Энергоатомиздат, 1989.

*Получено 11.03.2011 г.*