

Министерство образования Республики Беларусь

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

**Институт повышения квалификации
и переподготовки кадров**

Кафедра «Профессиональная переподготовка»

Ю. Н. Колесник

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ

ПРАКТИКУМ

по одноименному курсу

для слушателей специальности 1-59 01 01

**«Охрана труда в машиностроении и приборостроении»
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2013

УДК 621.311.017(075.8)
ББК 31.19я73
К60

*Рекомендовано кафедрой «Профессиональная переподготовка»
Института повышения квалификации
и переподготовки кадров ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 12.12.2012 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого *А. Г. Ус*

Колесник, Ю. Н.

К60 Энергоснабжение и энергосбережение на предприятии : практикум по одному курсу для слушателей специальности 1-59 01 01 «Охрана труда в машиностроении и приборостроении» заоч. формы обучения / Ю. Н. Колесник. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2013. – 76 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://library.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-149-9.

Рассмотрены основные направления повышения энергоэффективности систем электро- и тепло-снабжения, определения и оптимизации расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение; также вопросы экономической оценки энергосберегающих инвестиционных проектов, управления энергосбережением, оценки эффективности функционирования энергетического хозяйства. Предложены индивидуальные практические задания, приведены примеры и даны методические рекомендации по их выполнению.

Для слушателей ИПК и ПК.

УДК 621.311.017(075.8)
ББК 31.19я73

ISBN 978-985-535-149-9

© Колесник Ю. Н., 2013
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2013

ВВЕДЕНИЕ

Коренные изменения в экономике Беларуси, как и всех республик бывшего СССР, начавшиеся в 90-х годах, привели к значительному росту доли энергетической составляющей затрат в структуре себестоимости производства и услуг во всех отраслях промышленности. При росте цен на энергоресурсы для Республики Беларусь возникла проблема их дефицита: импорт энергоресурсов составляет около 75%, а потери энергии в системах энергоснабжения составляют 10-15 % от выработки.

Целью данного курса является повышение профессионального уровня будущих специалистов по охране труда в области энергоснабжения и энергосбережения. Задачей дисциплины является формирование у слушателей современных представлений по проблемам энергосбережения и энергоснабжения, изучение направлений и мероприятий повышения эффективности систем энергоснабжения, знаний по решению проблем эффективного использования энергетических ресурсов на основе мирового опыта и государственной политики в области энергосбережения.

Программа практических занятий курса "Энергоснабжение и энергосбережение на предприятии" состоит из 5 базовых тем. В практикуме особое внимание уделено направлениям повышения энергоэффективности систем электро- и теплоснабжения, определению и оптимизации расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Также рассмотрены вопросы экономической оценки энергосберегающих инвестиционных проектов, управления энергосбережением, оценки эффективности функционирования энергетического хозяйства.

При подготовке практикума использовались литературные источники по энергосбережению, материалы методических указаний «Основы энергосбережения» (часть 1) по одноименной дисциплине для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение», а также действующие в Республике Беларусь методические рекомендации и инструкции в области энергосбережения.

1. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА

К числу основных технико-экономических показателей, характеризующих работу энергетического хозяйства, относятся:

- 1) себестоимость единицы энергоресурса;
- 2) доля затрат на энергию в себестоимости продукции;
- 3) расход энергии на единицу продукции;
- 4) размер вторичного использования энергоресурса;
- 5) энерговооруженность труда, представляющая собой количество энергии, приходящейся на одного рабочего в год;
- 6) коэффициенты спроса, использования, загрузки, включения, активной и реактивной мощности, которые характеризуют степень использования и качество эксплуатации электрооборудования.

Оценка эффективности энергопотребления и его прогнозирование необходимы для решения двух важнейших задач:

- разработка стратегии производства и торговли энергоносителями;
- разработка и реализации политики энергоэффективности и энергосбережения во всех отраслях экономики на долго- и краткосрочный периоды.

Рассмотрим основные макроэкономические показатели, характеризующие энергоэффективность экономики государства и позволяющие оценить тенденции, темпы ее изменения.

На основе данных по энерго- и электропотреблению, а также информации о численности населения и объемах валового внутреннего продукта (ВВП) определяются:

1. Энергопотребление на душу населения:

- а) по первичной энергии,
- б) по подведенной (к потребителю) энергии,
- в) по подведенной электроэнергии:

$$E = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}}{n},$$

где \mathcal{E}_{Σ} – суммарное потребление соответствующего вида энергии за год;
 n – численность населения.

2. Энергоемкость экономики – отношение суммарного потребления энергии к объему валового внутреннего продукта:

- а) по первичной энергии,
- б) по подведенной энергии,
- в) по подведенной электроэнергии – электроемкость ВВП:

$$E = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}}{\text{ВВП}}.$$

Одним из условий эффективной организации работы любого предприятия является наличие отлаженного механизма выполнения ремонтных работ.

Характерными работами при этом являются:

- паспортизация и аттестация оборудования;
- разработка технологических процессов ремонта и их оснащения;
- планирование и выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования;
- модернизация оборудования.

Чем ниже удельный вес расходов на ремонт, обслуживание и содержание оборудования в себестоимости продукции, тем выше эффективность производства и самого ремонтного хозяйства.

Таблица 1.1 – Основные показатели, характеризующие энергетическое хозяйство

Наименование и формула расчета показателя	Пояснение обозначений
<p>Прямые обобщенные энергозатраты: $A_{TЭР} = B + K_{\mathcal{E}}\mathcal{E} + K_q Q$ т.у.т.</p>	<p>B – количество топлива, поступившего на предприятие извне, т. у. т. \mathcal{E} и Q – количество электро- и теплоэнергии, полученные предприятием от энергосистемы, МВт.ч $K_{\mathcal{E}}$ и K_q – топливные эквиваленты – количество условного топлива для производства и передачи к месту потребления единицы электрической и тепловой энергии, т.у.т./ МВт.ч и т.у.т./Гкал</p>

Окончание таблицы 1.1

<p>Энергоемкость продукции (работы): $A_{\Pi} = A_{TЭР} / \Pi$, т.у.т./е.и.п.</p>	<p>Π – объем продукции, произведенной за анализируемый период в единицах измерения продукции (е. и. п.)</p>
<p>Электроемкость продукции (работы): $\mathcal{E}_{\Pi} = \mathcal{E} / \Pi$, тыс. кВтч/е.и.п.</p>	<p>\mathcal{E} – количество потребленной электроэнергии за анализируемый период, тыс. кВт. ч</p>
<p>Теплоемкость продукции: $Q_{\Pi} = Q / \Pi$, Гкал/е.и.п.</p>	<p>Q – количество потребленной тепловой энергии за анализируемый период, Гкал</p>
<p>Энерговооруженность труда: $A_{\text{м}} = A_{TЭР} / M$, т.у.т./чел</p>	<p>M – среднесписочная численность промышленно-производственного персонала</p>
<p>Энерговооруженность труда: $\mathcal{E}_{\text{м}} = \mathcal{E} / M$, тыс. кВтч/чел</p>	<p>\mathcal{E}, M – те же обозначения, что и выше</p>
<p>Энерговооруженность труда по мощности: $\mathcal{E}_p = P_{\text{н}} / M$, тыс. кВтч/чел</p>	<p>$P_{\text{н}}$ – установленная мощность всех токоприемников на предприятии, тыс. кВт</p>
<p>Коэффициент электрификации: $\mathcal{E}_{\mathcal{E}} = \mathcal{E} / A_{TЭР}$, тыс.кВтч/т.у.т.</p>	<p>$\mathcal{E}, A_{TЭР}$ – те же обозначения, что и выше</p>
<p>Теплоэлектрический коэффициент: $Q_{\mathcal{E}} = Q / \mathcal{E}$, Гкал/тыс.кВтч/т.у.т.</p>	<p>Q, \mathcal{E} – те же обозначения, что и выше</p>
<p>Электротопливный коэффициент: $\mathcal{E}_B = \mathcal{E} / B$, тыс.кВтч/т.у.т.</p>	<p>\mathcal{E}, B – те же обозначения, что и выше</p>

Наряду с основными технико-экономическими показателями, характеризующими работу энергетического хозяйства, важное значение имеют показатели оценки эффективности использования энергоресурсов.

Законом Республики Беларусь «Об энергосбережении» определены показатели энергоэффективности: *показатель энергоэффективности* – научно обоснованная абсолютная или удельная величина потребления топливно-энергетических ресурсов (с учётом их нормативных потерь) на производство единицы продукции (работ, услуг) любого назначения, установленная нормативными документами.

3. Норма расхода ТЭР – мера потребления топливно-энергетических ресурсов на производство единицы продукции. Она представляет собой плановый расход этих ресурсов на единицу продукции (работы) установленного качества в планируемых условиях производства.

Например, удельный расход электроэнергии определяется по выражению:

$$C_{\text{уд}} = \frac{W}{\Pi}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/ед.прод.}$$

В соответствии с действующим законодательством удельный и общий расходы электроэнергии необходимо нормировать и ежеквартально отчитываться по результатам выполнения норм («Положение о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве республики» от 19.11.2002 г.).

4. Целевой показатель энергосбережения – показатель, характеризующий деятельность юридических лиц и индивидуальных предпринимателей по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование ТЭР на всех стадиях их производства и потребления. Доводится вышестоящими организациями до субъектов хозяйствования Республики Беларусь. Определяется как относительное изменение обобщенных энергозатрат в отчетном периоде по сравнению с базисным периодом:

$$\text{ЦП} = \left(\frac{\text{ОЭЗ}^{\circ}}{\text{ОЭЗ}^{\text{б}}} - 1 \right) \cdot 100\%,$$

где ОЭЗ° – обобщенные энергозатраты отчетного периода; определяются на основании данных государственной статистической отчетности по форме 12-тэк «Отчет о расходе топливно-энергетических ресурсов», утвержденной постановлением Национального статистического комитета Республики Беларусь от 08.09.2009 г. №153;

$\text{ОЭЗ}^{\text{б}}$ – обобщенные энергозатраты базисного периода; определяются на основании данных государственной статистической отчетности по форме 12-тэк.

Целевой показатель по энергосбережению по итогам кварталов (январь-март, январь-июнь, январь-сентябрь, январь-декабрь), рассчитанный с учетом сопоставимых условий должен подтверждаться экономией энергоресурсов, достигнутой за счет внедренных мероприятий, и выраженной в процентах от обобщенных энергозатрат базисного года:

$$\text{ЦП} = -\left(\frac{\text{Э}^{\circ}}{\text{ОЭЗ}^{\circ}}\right) \cdot 100\%,$$

где Э° – экономия энергоресурсов, полученная в отчетном периоде (январь-март, январь-июнь, январь-сентябрь, январь-декабрь), принимается в соответствии с таблицей 2 раздела III формы государственной статистической отчетности 4-энергосбережение (Госстандарт) «Отчет о выполнении мероприятий по энергосбережению и увеличению использования местных видов топлива, отходов производства, вторичных, нетрадиционных и возобновляемых энергоресурсов», утвержденной постановлением Национального статистического комитета Республики Беларусь от 30.10.2009 г. № 251, (форма 4-энергосбережение).

Целевой показатель по энергосбережению для ГПО «Белэнерго» – это абсолютное изменение обобщенных энергозатрат в отчетном периоде к уровню базисного периода, достигаемое за счет:

изменения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии;

изменения удельных расходов топлива на отпуск теплоэнергии; экономии ТЭР от реализации энергосберегающих мероприятий в других видах деятельности (включая транспортировку электроэнергии и теплоэнергии).

Экономия (перерасход) топлива за счет изменения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$\Delta B_{\text{э}} = (b_{\text{э}}^{\circ} - b_{\text{э}}^{\circ}) \cdot \text{Э}_{\text{эс}}^{\circ},$$

где $b_{\text{э}}^{\circ}$ и $b_{\text{э}}^{\circ}$ – средний по ГПО «Белэнерго» удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в отчетном и базисном месяцах;

$\text{Э}_{\text{эс}}^{\circ}$ – отпуск электроэнергии с шин электростанций (без гидроэлектростанций) в отчетном месяце.

Экономия (перерасход) топлива за счет изменения удельных расходов топлива на отпуск теплоэнергии рассчитывается по формуле:

$$\Delta B_{mэ} = (b_{mэ}^o - b_{mэ}^б) \cdot Q_{отп}^o,$$

где $b_{тэ}^o$ и $b_{тэ}^б$ – средний по ГПО «Белэнерго» удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии в отчетном и базисном месяцах;

$Q_{отп}^o$ – отпуск теплоэнергии источниками ГПО «Белэнерго» в отчетном месяце;

экономия ТЭР от реализации энергосберегающих мероприятий в других видах деятельности $\Delta B_{отм}$ (включая транспортировку электроэнергии и теплоэнергии) определяется на основе данных государственной статистической отчетности по форме 4-энергосбережение. Экономия ТЭР от реализации энергосберегающих мероприятий учитывается ежемесячно по данным за прошедший квартал (нарастающим итогом);

целевой показатель по энергосбережению в отчетном (i-том) месяце определяется по формуле:

$$\Delta B_i = \Delta B_{э} + \Delta B_{mэ};$$

целевой показатель по энергосбережению в отчетном периоде определяется по формуле:

$$\Delta B = \sum_{i=1}^n \Delta B_i + \Delta B_{отм},$$

где n – количество месяцев в отчетном периоде.

Установлена государственная статистическая отчетность о выполнении целевого показателя по энергосбережению – форма №12-ТЭК (отчет о расходе топливно-энергетических ресурсов). Форму №12-ТЭК ежемесячно и в целом за год представляют: юридические лица и их обособленные подразделения, подведомственные министерствам, концернам и другим органам государственного управления – своей вышестоящей организации, органу

государственной статистики, областному управлению по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов; юридические лица не имеющие ведомственного подчинения с суммарным годовым потреблением ТЭР менее 1 тыс. т у.т. – областному управлению по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов и органу государственной статистики.

Пример 1.1 Расчет целевого показателя по энергосбережению для малого предприятия, специализирующегося на выпуске изделий из пластмассы.

Исходные данные.

Товарная продукция (Π_0) за отчетный период составила 188,3 тыс. усл. шт.

Товарная продукция за базовый период (Π_6) в условных единицах составила 417,9 тыс. усл. шт.

Потребление ТЭР за отчетный период (\mathcal{E}_0) составило 5,6 т у.т., в том числе электрическая энергия – 20,074 тыс.кВт·ч;

Потребление ТЭР за базовый период (\mathcal{E}_6) составило 7,2 т у.т., в том числе электрическая энергия – 25,742 тыс.кВт·ч.

Тогда показатель энергосбережения равен:

$$ЦП = \left(\frac{5,6}{7,2} - \frac{188,3}{417,9} \right) \cdot 100 = (0,77 - 0,45) \cdot 100 = 32\%.$$

Как видно из расчета, данное предприятие не выполняет задание Департамента по энергоэффективности по выполнению целевого показателя. Темпы снижения электропотребления ниже темпов снижения объема производства. Для данного предприятия это объясняется тем, что в отчетном периоде было установлено дополнительное оборудование по переработке отходов производства мощностью 35 кВт (измельчитель роторный) и крышной вентилятор 4,5 кВт, что и определило рост электропотребления.

ЗАДАНИЕ 1. Получить у преподавателя форму №12-ТЭК, сделать анализ результатов использования ТЭР, рассчитать обобщенные энергозатраты, целевой показатель энергосбережения, а также основные показатели, характеризующие энергетическое хозяйство. Сопоставить полученные результаты с расчетом согласно форме 4-энергосбережение.

2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В энергетических системах порядка (10–15) % электрической энергии теряется при ее транспортировке и трансформации. Поэтому актуальной является задача воздействия на факторы, определяющие потери электроэнергии, с целью их снижения.

Основные потери электрической энергии в системах электроснабжения имеют место в линиях электропередачи и трансформаторах. Существуют несколько способов определения потерь мощности и энергии.

В условиях неоптимальной работы элементов системы электроснабжения потребителей, относительные потери мощности и энергии резко возрастают. В этих условиях необходимо рассмотреть мероприятия, позволяющие снизить потери мощности и энергии.

1. Определение оптимального количества работающих трансформаторов

Потери мощности в n параллельно работающих трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 \Delta P_{КЗ} + n \Delta P_{ХХ}.$$

Потери энергии:

$$\Delta W_T = \frac{1}{n} \left(\frac{S_M}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{КЗ} \cdot \tau + n \Delta P_{ХХ} \cdot T_G = \left(\frac{1}{n} \left(\frac{S_{СК}}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{КЗ} + n \Delta P_{ХХ} \right) \cdot T_G,$$

где S_M , $S_{СК}$ – соответственно максимальная и среднеквадратичная мощности нагрузки;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_{ХХ}$, $\Delta P_{КЗ}$ – потери мощности холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах (каталожные параметры);

T_G – время работы трансформаторов в течение года;

τ – время максимальных потерь. Это время, в течение которого теряется столько же энергии при работе с максимальной нагрузкой, сколько за время работы потребителя по реальному графику:

$$\tau = \left(\frac{P_{\text{СК}}}{P_{\text{М}}} \right)^2 \cdot T = (K_{\text{ф.г.}} \cdot K_{\text{з.г.}})^2 \cdot T.$$

Время максимальных потерь может также определяться по эмпирическому выражению:

$$\tau = (0,124 + T \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760.$$

Определение диапазона нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного (двух) трансформаторов выполняется исходя из равенства:

$$\left(\frac{S}{S_{\text{Н}}} \right)^2 \Delta P_{\text{КЗ}} + \Delta P_{\text{ХХ}} = \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_{\text{Н}}} \right)^2 \Delta P_{\text{КЗ}} + 2\Delta P_{\text{ХХ}}, S_{\text{Г}} = S_{\text{НТ}} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{ХХ}}}{\Delta P_{\text{КЗ}}}},$$

где $S_{\text{Г}}$ – граничная мощность нагрузки потребителя электроэнергии.

При $S > S_{\text{Г}}$ целесообразна работа 2-х трансформаторов, если же $S < S_{\text{Г}}$, то следует использовать в работе один трансформатор.

В общем случае, при количестве трансформаторов n , $S_{\text{Г}}$ определяется как:

$$S_{\text{Г}} = S_{\text{НТ}} \sqrt{\frac{n(n-1) \cdot \Delta P_{\text{ХХ}}}{\Delta P_{\text{КЗ}}}}.$$

2. Оптимизация загрузки трансформаторов потребителя

Задача заключается в перераспределении нагрузок потребителя таким образом, чтобы КПД установленных трансформаторов был максимальным, что имеет место при выполнении условия:

$$\Delta P_{\text{м}} = \Delta P_{\text{ст}},$$

откуда следует уравнение:

$$\frac{1}{n} \left(\frac{S_0}{S_{\text{НТ}}} \right)^2 \Delta P_{\text{КЗ}} = n \Delta P_{\text{ХХ}}, S_0 = n S_{\text{НТ}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{ХХ}}}{\Delta P_{\text{КЗ}}}}.$$

В данном случае речь идет об оптимизации режимов работы уже установленных трансформаторов. Однако снижение потерь мощности

и энергии необходимо планировать уже на стадии проектирования. На этой стадии целесообразно говорить не о минимальных потерях электроэнергии, а о минимальных затратах, которые учитывают стоимость потерь электроэнергии и трансформаторов.

3. Замена распределительных трансформаторов на трансформаторы с меньшими потерями мощности

В настоящее время промышленностью выпускается большой ассортимент трансформаторов, и даже трансформаторы одинакового типоразмера отличаются техническими характеристиками, стоимостными показателями.

Так, например, Минским электротехническим заводом им. В.И. Козлова разработаны новые серии распределительных трансформаторов с различными соотношениями ΔP_{xx} и $\Delta P_{кз}$.

Таблица 2.1 – Сравнительная оценка технико-экономических характеристик распределительных трансформаторов мощностью 630 и 1000 кВ·А

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВ·А	Потери холостого хода, кВт	Потери короткого замыкания, кВт	Цена (ориентировочно), USD
ТМГ	630	1,24	7,6	8550
	1000	1,6	10,8	10800
ТМГМШ	630	0,94	7,6	9400
	1000	1,25	10,8	12000
ТМГ11	630	1,06	7,45	8850
	1000	1,4	10,8	11200
ТМГ12	630	0,8	6,75	9800
	1000	1,1	10,2	12600
ТСЗГЛ	630	1,65	5,73	22500
	1000	2,15	8,4	30400

Трансформаторы с нормальным уровнем потерь типа ТМГ – трехфазные масляные герметичные; трансформаторы с пониженными потерями типа ТМГ-12; трансформаторы с пониженными потерями ΔP_{xx} типа ТМГМШ – трехфазные масляные герметичные малошумные, – решающие еще санитарную, гигиеническую и экологическую задачи; трансформаторы с повышенными $\Delta P_{кз}$ типа

ТМГСИ – трехфазные масляные герметичные со сниженными издержками производства и со сниженной продажной ценой.

Как показывают расчеты, для электроснабжения потребителей с достаточно плотным графиком нагрузки экономически целесообразно использовать более дорогие, но энергосберегающие трансформаторы типа ТМГМШ, ТМГ-12. Эти трансформаторы характеризуются более высокой продажной ценой, но так называемая сравнительная цена, учитывающая эксплуатационные издержки (потери электроэнергии) у этих трансформаторов ниже [9].

При выборе трансформаторов, как и других агрегатов, на предприятиях предпочтение отдают вариантам с наименьшей ценой K . Качество продукции и издержки эксплуатации становятся на второй план. Однако для учета последних факторов целесообразно определять так называемую сравнительную цену.

Сравнительная цена (M) учитывает не только продажную стоимость рассматриваемых трансформаторов (K), но и степень их эксплуатационной выгоды – потери электроэнергии.

Сравнительная цена M должна быть минимальной:

$$M = K + k_{xx} \times \Delta P_{xx} + k_{kз} \times \Delta P_{kз} = \min,$$

где k_{xx} – коэффициент капитализации потерь мощности холостого хода ΔP_{xx} ;

$k_{kз}$ – коэффициент капитализации потерь мощности короткого замыкания $\Delta P_{kз}$.

Величины коэффициентов k_{xx} и $k_{kз}$ различны для экономик различных стран и регионов. Следует полагать, что при реструктуризации систем для каждого региона будут вычислены коэффициенты k_{xx} и $k_{kз}$.

Любые издержки можно привести к *фиктивному первоначальному капиталу k_{ϕ}* (т.е. капитализировать их) по формуле:

$$k_{\phi} = I / R,$$

где I – годовые издержки;

R – коэффициент приведения капитала K в составляющую годовых издержек.

Годовые издержки при эксплуатации трансформатора состоят из затрат на компенсацию потерь ΔP_{xx} и $\Delta P_{kз}$ и отчислений на

первоначальный капитал. Издержками на эксплуатацию и ремонт современных герметичных распределительных трансформаторов можно пренебречь, т.к. эти трансформаторы не нуждаются в ревизиях, лабораторных испытаниях, ремонтах, регенерации масла на протяжении всего срока службы. Амортизационные отчисления на реновации тоже не должны учитываться, т.к. они уже учтены в ежегодных отчислениях на первоначальный капитал.

Для потребителя важно выбрать трансформатор в зависимости от графика нагрузки, тарифов на электроэнергию, которые зависят от многих факторов. На выбор трансформатора также влияет стабильность в экономике, которая определяет устойчивость банковского процента и минимизацию ошибок инфляционных ожиданий.

Из практики расчетов трансформаторов известно, что если изменить мощность трансформатора в f раз, то его стоимость и потери в нем изменятся в $f^{3/4}$ раз.

Таким образом, при выборе распределительных трансформаторов на предприятии необходимо учитывать не только их продажную цену, но и издержки эксплуатации, которые, в основном, определяются потерями мощности и электроэнергии в них.

4. Регулирование напряжения в цеховых сетях потребителей

Регулирование напряжения в сетях 0,4 кВ предприятий нередко рассматривается как один из возможных путей экономии электрической энергии. Однако важно отметить, что не всегда имеется техническая возможность поддерживать напряжение потребителей электроэнергии на заданном уровне: переключения ПБВ трансформаторов носят, как правило, сезонный характер и не решают проблему изменений напряжения в течение суток. Также неодинаковая электрическая удаленность потребителей от источников электроснабжения приводит к тому, что напряжение на зажимах близко расположенных электроприемников может существенно превышать напряжение удаленных.

Известно, что отклонение напряжения на зажимах электроприемников относительно номинального даже в пределах, регламентируемых ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», может существенно влиять на технико-экономические показатели потребителей электроэнергии (напомним, что нормально допустимые

и предельно допустимые значения отклонения напряжения составляют $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ соответственно).

Например, изменение напряжения от $0,9U_n$ до $1,1U_n$ на зажимах ламп накаливания приводит к увеличению светового потока в 2 раза, световой отдаче – в 1,5 раза. В то же время увеличивается потребление активной мощности (до 40%) и существенно сокращается срок службы ламп (более чем в 10 раз). Для люминесцентных ламп зависимости изменения светового потока и мощности от напряжения практически аналогичны.

Также известно, что технико-экономические показатели асинхронных электродвигателей сложным образом зависят от изменения напряжения на их зажимах. При этом необходимо учитывать множество дополнительных факторов, главным из которых является коэффициент загрузки. Потребление активной мощности при уменьшении напряжения может, как возрасть (при высоких коэффициентах загрузки электродвигателя), так и уменьшаться (при низких коэффициентах загрузки). Потребляемые реактивная и полная мощности при снижении напряжения уменьшаются, что снижает потери электроэнергии в токоведущих элементах питающей сети. Срок службы двигателя имеет наибольшее значение при некотором оптимальном напряжении.

Таким образом, путем управления напряжением в сетях 0,4 кВ можно добиться снижения потребления электроэнергии электродвигательной и осветительной нагрузки потребителей.

Степень влияния отклонения напряжения на изменение активной мощности электроприемников на практике учитывается с помощью регулирующего эффекта по активной мощности α , который показывает процентное изменение активной мощности на 1% изменения подводимого напряжения.

Так, импульсные блоки питания персональных компьютеров и, как правило, другой цифровой техники, «стремятся» поддерживать электропотребление практически постоянным, не зависимо от приложенного напряжения. Поэтому регулирующий эффект можно принять равным 0. Также при снижении напряжения не следует учитывать уменьшение электропотребления электрических плит и электронагревательных приборов.

В тоже время, регулирующий эффект по активной мощности для осветительной нагрузки является весьма значительным: для ламп

накаливания и ламп типа ДРЛ составляет 1,6, для люминесцентных ламп низкого давления – 1,9.

Для асинхронных электродвигателей расчет снижения электропотребления более сложен. Известны графики изменения потерь мощности в двигателе при отклонении напряжения, также предложены эмпирические формулы для расчета снижения электропотребления при уменьшении напряжения силовой и осветительной нагрузки предприятия. В [10] регулирующий эффект по активной мощности для электродвигателей оценивается в 0,05..0,35, также имеются исследования, согласно которым снижение напряжения на 1% может привести к экономии электроэнергии на 0,6..3 % [11].

Таким образом, с учетом структуры электроприемников потребителя уменьшение потребляемой электроэнергии при снижении напряжения можно приближенно оценить по формуле:

$$\delta W \approx V \cdot \sum W_i \cdot \alpha_i - \Delta W_p,$$

где V – математическое ожидание отклонения напряжения электроприемников;

W_i – фактическое потребление электроэнергии по i -м группам электроприемников, полученное, например, из электрического баланса;

α_i – регулирующий эффект по активной мощности для каждой из групп электроприемников;

ΔW_p – потери электрической энергии в регуляторе напряжения.

5. Компенсация реактивной мощности нагрузки

Потери мощности определяются по выражению:

$$\Delta P = \left(\frac{S}{U_H}\right)^2 \cdot R = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U_H^2} \cdot R,$$

Q_K – мощность компенсирующего устройства.

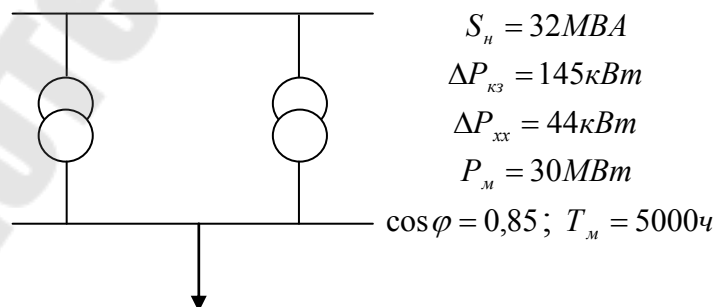
Компенсация позволяет разгрузить элементы системы электроснабжения, что приводит к снижению потерь мощности и энергии в них.

Основными средствами компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются конденсаторные установки (КУ) и высоковольтные синхронные двигатели. КУ – электроустановка, состоящая из одного или нескольких конденсаторов, одной или нескольких конденсаторных батарей, относящегося к ним вспомогательного электрооборудования и ошиновки. Конденсаторная батарея представляет собой группу единичных конденсаторов, электрически связанных между собой. На промышленных предприятиях применяются батареи напряжением до 1кВ и 6,3-10,5 кВ.

Компенсация реактивной мощности с использованием конденсаторов может быть индивидуальной, групповой или централизованной. Выбор мест размещения КУ тесно связан с принятым способом компенсации. При этом необходимо учитывать два взаимно противоречащих фактора: степень разгрузки элементов системы электроснабжения от реактивной мощности и степень использования КУ с учетом удельной стоимости.

Значительная доля теряемой энергии, в несколько раз превышающая потери в линиях и трансформаторах, приходится на приемники электроэнергии. Так, электрические двигатели в условиях низкой нагрузки работают с КПД, равным 40–60 %. Поэтому одним из путей снижения этих потерь является замена низко загруженных электродвигателей двигателями меньшей мощности.

Пример 2.1. Для подстанции предприятия с двумя трансформаторами мощностью 32 МВ·А определить потери активной мощности и оценить годовые потери электроэнергии (в процентах от электропотребления).



Решение:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \left(\frac{S_M}{S_H} \right)^2 + n_T \cdot \Delta P_{xx};$$

$$S_M = \frac{P_M}{\cos \varphi} = \frac{30}{0,85} = 35,3 \text{ МВА};$$

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{35,3}{32} \right)^2 + 2 \cdot 44 = 176,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_T = \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \left(\frac{S_M}{S_H} \right)^2 \cdot \tau + n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_T;$$

$$\text{где } \tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч};$$

$$\Delta W_T = \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{35,3}{32} \right)^2 \cdot 3411 + 2 \cdot 44 \cdot 8760 = 1071,8 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_T = P_M \cdot T_M = 30 \cdot 5000 = 15000 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\delta W = \frac{\Delta W_T}{W_T} = \frac{1071,8}{15000} \cdot 100\% = 0,71\%.$$

Пример 2.2. Определить потери активной и реактивной мощности и годовые потери электроэнергии в кабелях и трансформаторах (6 шт.), питающих один из цехов промышленного предприятия по радиальной схеме (каждый трансформатор подключен к отдельному кабелю). Расчетная мощность нагрузки цеха $S_p = 6166,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

а) Для расчета потерь в трансформаторах воспользуемся каталожными данными:

Тип трансформатора	U_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_{xx} %	ΔQ_x квар
ТМ 1600/10	5,5	18	3,3	1,3	21

Потери в трансформаторах составят:

$$\Delta P_{T\Sigma} = \frac{\Delta P_k}{n_{\text{тр}}} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{н.тр}}} \right)^2 + \Delta P_x \cdot n_{\text{тр}} = \frac{18}{6} \cdot \left(\frac{6166,8}{1600} \right)^2 + 3,3 \cdot 6 = 64,37 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = \frac{U_k \cdot S_p^2}{100 \cdot n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{н.тр}}} + \Delta Q_x \cdot n_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot 6166,8^2}{100 \cdot 6 \cdot 1600} + 21 \cdot 6 = 343,88 \text{ квар}.$$

б) Определим потери мощности в кабелях ($L = 0,8$ км):

$$R_k = r_0 \cdot l = 0,62 \cdot 0,8 = 0,496 \text{ Ом};$$

$$X_k = x_0 \cdot l = 0,09 \cdot 0,8 = 0,072 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{каб}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_k \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 59,3^2 \cdot 0,496 \cdot 10^{-3} = 5,23 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{каб}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot X_k \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 59,3^2 \cdot 0,072 \cdot 10^{-3} = 0,76 \text{ квар}.$$

Следовательно, потери мощности во всех кабелях составят:

$$\Delta P_{K\Sigma} = \Delta P_{\text{каб}} \cdot n = 5,23 \cdot 6 = 31,38 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{K\Sigma} = \Delta Q_{\text{каб}} \cdot n = 0,76 \cdot 6 = 4,56 \text{ квар}.$$

в) Годовые потери электроэнергии в трансформаторах:
– активной энергии:

$$\Delta W = \Delta W_M + \Delta W_{\text{ст}},$$

где ΔW_M – потери в меди трансформаторов (обмотки):

$$\Delta W_M = \frac{\Delta P_k}{n_{\text{тр}}} \left(\frac{S_p}{S_{\text{н.тр}}} \right)^2 \cdot \tau;$$

$\Delta W_{\text{ст}}$ – потери в стали трансформаторов (магнитопровод):

$$\Delta W_{\text{ст}} = \Delta P_x \cdot n_{\text{мр}} \cdot T_{\Gamma};$$

$$\tau = (0,124 + T_{\text{м}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ ч.}$$

Годовые потери во всех трансформаторах:

$$\Delta W_{T\Sigma} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot S_{\text{р}}^2}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{н.тр}}^2} \cdot \tau + \Delta P_x \cdot n_{\text{тр}} \cdot T_{\Gamma}, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{T\Sigma} = \frac{18}{6} \cdot \left(\frac{6166,8}{1600} \right)^2 \cdot 3410 + 3,3 \cdot 6 \cdot 8760 = 325417 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

– реактивной энергии:

$$\Delta V_{T\Sigma} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{р}}^2}{100 \cdot n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{н.тр}}} \cdot \tau + \Delta Q_x \cdot n_{\text{тр}} \cdot T_{\Gamma}, \text{ квар} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta V_{T\Sigma} = \frac{5,5 \cdot 6166,8^2}{100 \cdot 6 \cdot 1600} \cdot 3410 + 21 \cdot 6 \cdot 8760 = 1103978 \text{ квар} \cdot \text{ч.}$$

з) Годовые потери энергии в кабелях:

$$\Delta W_{\text{К}\Sigma} = \Delta P_{\text{К}\Sigma} \cdot \tau = 31,38 \cdot 3410 = 107005,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta V_{\text{К}\Sigma} = \Delta Q_{\text{К}\Sigma} \cdot \tau = 4,56 \cdot 3410 = 15549,6 \text{ квар} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, имеем:

- потери активной мощности в трансформаторах и кабелях:

$$\sum (\Delta P_{\text{К}\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}) = 31,38 + 64,37 = 95,75 \text{ кВт};$$

- потери реактивной мощности в трансформаторах и кабелях:

$$\sum (\Delta Q_{\text{К}\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}) = 4,56 + 343,88 = 348,44 \text{ квар};$$

- потери активной энергии за год в трансформаторах и кабелях:

$$\sum (\Delta W_{\text{К}\Sigma} + \Delta W_{T\Sigma}) = 107005,8 + 325417 = 432422 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

– потери реактивной энергии за год в трансформаторах и кабелях:

$$\Delta V_{K\Sigma} + \Delta V_{T\Sigma} = 15549,6 + 1103978 = 1119527,6 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$

Пример 2.3 Построить зависимость потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами ТСЗ – 1600/10 от её загрузки.

1. Определить нагрузку потребителя, при которой двухтрансформаторная подстанция с трансформаторами ТСЗ – 1600/10 работает в оптимальном режиме (с максимальным КПД). Определить максимальный КПД трансформаторной подстанции.

2. Определить диапазоны нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного трансформатора, двух трансформаторов цеховой подстанции с трансформаторами ТСЗ – 1600/10.

Решение:

Рассмотрим 2-трансформаторную подстанцию цеха с трансформаторами ТСЗ – 1600/10.

Паспортные данные: $S_{\text{ном}} = 1600$ кВА, $\Delta P_{\text{хх}} = 4,2$ кВт, $\Delta P_{\text{кз}} = 16,0$ кВт,
 $U_{\text{вн}} = 10$ кВ, $U_{\text{нн}} = 0,4$ кВ, $\cos \varphi = 0,8$.

1. Изменяя коэффициент загрузки трансформаторов подстанции от 0,1 до 1, заполним таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Зависимость потерь мощности в двухтрансформаторной подстанции от её загрузки

Мощность	Коэффициент загрузки	Потери мощности
S , кВА	K_z	ΔP , кВт
320	0,1	8,72
640	0,2	9,68
960	0,3	11,28
1280	0,4	13,52
1600	0,5	16,4
1920	0,6	19,92
2240	0,7	24,08
2560	0,8	28,88
2880	0,9	34,32
3200	1	40,4

$$S = 2 \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot K_3;$$

$$\Delta P = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}}.$$

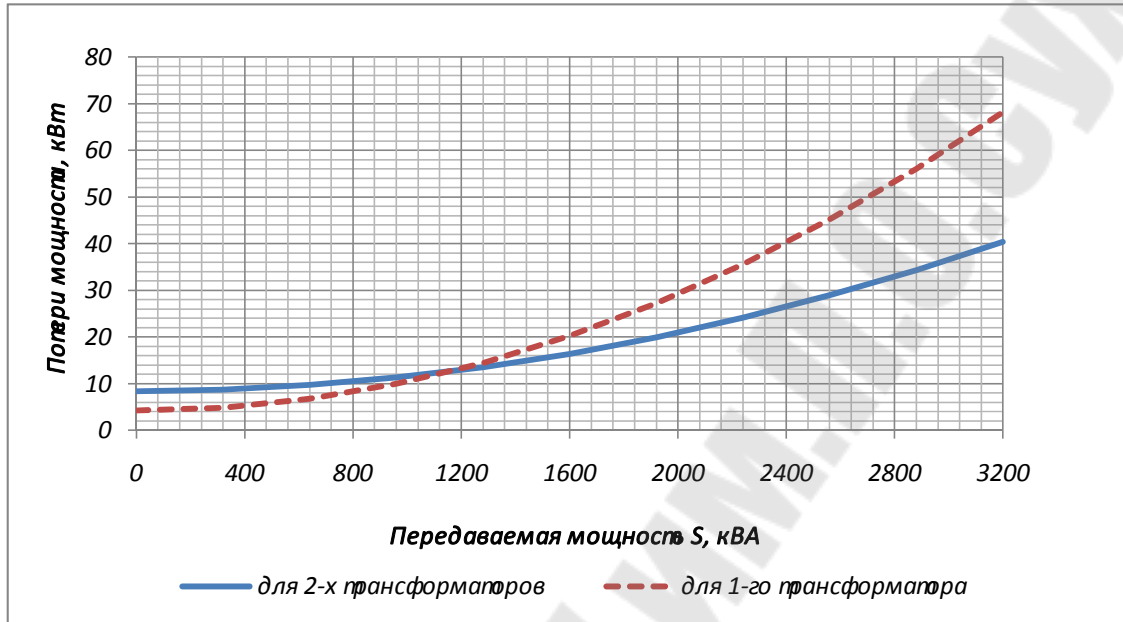


Рисунок 2.1 – Полученный график зависимости $\Delta P = f(S)$

2. Для того, чтобы определить нагрузку потребителя при оптимальном режиме (под оптимальным режимом будем понимать режим с наибольшим КПД), необходимо приравнять потери мощности в стали с потерями мощности в меди трансформаторов. Для двух, параллельно работающих трансформаторов равенство выглядит так:

$$\frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_o}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 = 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}},$$

откуда

$$S_o = 2 \cdot S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{ХХ}}}{\Delta P_{\text{КЗ}}}} = 2 \cdot 1600 \sqrt{\frac{4,2}{16}} = 1639,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Максимальный КПД определяется по формуле:

$$\eta_{\text{max}} = \frac{S_o \cdot \cos \varphi}{S_o \cdot \cos \varphi + \Delta P},$$

где мощность потребителя S_0 и потери ΔP определяются в оптимальном режиме.

Определяем потери мощности для оптимального режима.

$$\Delta P = 0,5 \times 16 \times (1639,5/1600)^2 + 2 \times 4,2 = 16,79 \text{ кВт} ,$$

$$\eta = 1639,5 \times 0,8 / (1639,5 \times 0,8 + 16,79) = 0,987 (98,7\%).$$

3. Для определения нагрузки, при которой целесообразна работа одного или двух трансформаторов, необходимо приравнять потери мощности одного трансформатора и потери мощности двух трансформаторов:

$$\Delta P_{1T} = \Delta P_{2T} ;$$

$$\Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{XX} = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 + 2 \cdot \Delta P_{XX} ;$$

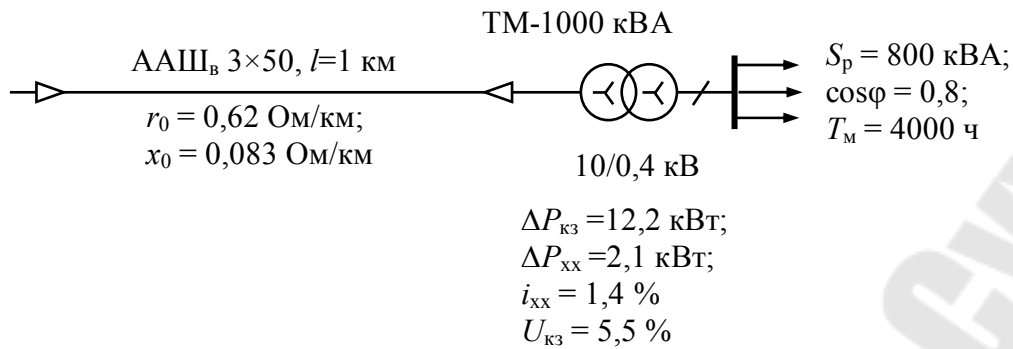
откуда

$$S = S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{XX}}{0,5 \cdot \Delta P_{K3}}} = 1600 \cdot \sqrt{\frac{4,2}{0,5 \cdot 16}} = 1159,3 \text{ кВА} .$$

Таким образом, трансформаторная подстанция будет работать в оптимальном режиме при нагрузке потребителя, равной 1639,5 кВА, с наибольшим КПД, равным 98,7 %;

при нагрузке потребителя, менее 1159,3 кВА, целесообразна работа одного трансформатора подстанции. При нагрузке потребителя, более 1159,3 кВА, целесообразна работа двух трансформаторов подстанции.

Пример 2.4. Определить годовой расход активной электроэнергии через электрическую сеть, представленную на рис. 2.2. В расчете учесть потери электроэнергии в элементах сети (силовом трансформаторе, питающем кабеле).



Годовой расход активной электроэнергии без учета потерь в элементах сети:

$$W_{\Gamma} = P_p \cdot T_M = S_p \cdot \cos\varphi \cdot T_M = 800 \cdot 0,8 \cdot 4000 = 2560000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}; \quad K_3 = \frac{S_p}{S_{HT}}; \quad K_3 = \frac{800}{1000} = 0,8;$$

$$\Delta P_T = 2,1 + 0,8^2 \cdot 12,2 = 9,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_H}{100} (i_{xx} \% + K_3^2 \cdot U_{кз} \%);$$

$$\Delta Q_T = \frac{1000}{100} (1,4 + 0,8^2 \cdot 5,5) = 49,2 \text{ квар}.$$

Годовые потери активной электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} \cdot T_B + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau;$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760;$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405;$$

$$\Delta W_T = 2,1 \cdot 8760 + 0,8^2 \cdot 12,2 \cdot 2405 = 37174 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Расчетная нагрузка питающего кабеля:

$$S_{\text{рк}} = \sqrt{(P_{\text{п}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + (Q_{\text{п}} + \Delta Q_{\text{т}})^2};$$

$$P_{\text{п}} = S_{\text{п}} \cdot \cos \varphi; P_{\text{п}} = 800 \cdot 0,8 = 640 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{п}} = P_{\text{п}} \cdot \operatorname{tg} \left(\arccos \frac{P_{\text{п}}}{S_{\text{п}}} \right) = S_{\text{п}} \cdot \cos \varphi \cdot \operatorname{tg} \left(\arccos \frac{P_{\text{п}}}{S_{\text{п}}} \right);$$

$$Q_{\text{п}} = 640 \cdot 0,75 = 480 \text{ квар};$$

$$S_{\text{рк}} = \sqrt{(640 + 9,9)^2 + (480 + 49,2)^2} = 838 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Потери активной мощности в питающем кабеле:

$$\Delta P_{\text{к}} = 3I_{\text{рк}}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{к}} = \frac{838^2}{10^2} \cdot 0,62 \cdot 10^{-3} = 4,4 \text{ кВт}.$$

Годовые потери активной энергии в питающем кабеле:

$$\Delta W_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \tau; \quad \Delta W_{\text{к}} = 4,4 \cdot 2405 = 10582 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой расход активной энергии с учетом потерь в трансформаторе и питающем его кабеле:

$$W_{\text{г}\Sigma} = W_{\text{г}} + W_{\text{т}} + W_{\text{к}};$$

$$W_{\text{г}\Sigma} = 2560000 + 37174 + 10582 = 2607756 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Пример 2.5. В настоящее время на заводе работают 2 ГПП:

- ГПП-1 с трансформаторами 2хТДН-20000;
- ГПП-2 с трансформаторами 2хТРДН-40000.

От шин ГПП-1 и ГПП-2 по кабельным линиям напряжением $U = 6$ кВ запитаны распределительные пункты и цеховые трансформаторные подстанции предприятия. Средняя нагрузка трансформаторов ГПП-1 $S_{c1} = 3500$ кВ·А, а ГПП-2 – $S_{c2} = 13000$ кВ·А. Коэффициент формы графиков нагрузки трансформаторов равен 1,05, время работы в течение года – 8700 ч. Трансформаторы ГПП предприятия работают с низкой загрузкой, которая не превышает 0,2. Необходимо рассмотреть мероприятия по перераспределению нагрузки:

1. Вывод из работы одной из ГПП, отключение соответствующих трансформаторов и перевод их нагрузки на другую ГПП.

В результате мероприятия можно ожидать снижения потерь мощности и энергии в трансформаторах ГПП завода.

Определим потери энергии в трансформаторах 2хТДН-20000 для ГПП-1:

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1} &= \left(\frac{1}{n} \cdot \left(\frac{k_{\phi} \cdot S_C}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K3} + n \cdot \Delta P_{xx} \right) \cdot T_{\Gamma} = \\ &= \left(\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{20000} \right)^2 \cdot 100 + 2 \cdot 23 \right) \cdot 8700 = 414,89 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Потери энергии в трансформаторах 2хТДН-40000 для ГПП-2:

$$\begin{aligned} \Delta W_{T2} &= \left(\frac{1}{n} \cdot \left(\frac{k_{\phi} \cdot S_C}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K3} + n \cdot \Delta P_{xx} \right) \cdot T_{\Gamma} = \\ &= \left(\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 13000}{40000} \right)^2 \cdot 172 + 2 \cdot 36 \right) \cdot 8700 = 713,53 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Суммарные потери в трансформаторах при работе ГПП-1 и ГПП-2:

$$\Delta W_{T(1+2)} = \Delta W_{T1} + \Delta W_{T2} = 414,89 + 713,53 = 1128,42 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

1. Определим потери в трансформаторах 2хТДН-20000 при работе трансформаторов одной ГПП-1:

$$\Delta W_T = \left(\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 16500}{20000} \right)^2 \cdot 100 + 2 \cdot 23 \right) \cdot 8700 = 726,62 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

2. Определим потери в трансформаторах 2хТРДН-40000 при работе одной ГПП-2:

$$\Delta W_T = \left(\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 16500}{40000} \right)^2 \cdot 172 + 2 \cdot 36 \right) \cdot 8700 = 766,72 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, при существующих нагрузках целесообразно перераспределение нагрузки ГПП-2 на трансформаторы ГПП-1.

При этом экономия электроэнергии составит:

$$1. \Delta W = \Delta W_{T(1+2)} - \Delta W_T = 1128,42 - 726,62 = 401,8 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

В связи с возможными техническими проблемами перераспределения нагрузки завода на ГПП-1 рассмотрим вариант перераспределения нагрузки завода на ГПП-2. При перераспределении нагрузки ГПП-1 на ГПП-2 экономия электроэнергии составит:

$$2. \Delta W = \Delta W_{T(1+2)} - \Delta W_T = 1128,42 - 766,72 = 361,7 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Учитывая прогнозируемый рост собственных генерирующих мощностей предприятия, постоянное совершенствование технологии и внедрение мероприятий по экономии электроэнергии (несмотря на развитие производства можно ожидать снижения электрической нагрузки ГПП), снижение потерь электроэнергии в трансформаторах от перераспределения нагрузки будет более существенной и составит не менее 400 тыс.кВт·ч.

В связи с необходимостью задействования кабельных линий – связь между ГПП-1 и ГПП-2 протяженностью 1350 м, с целью перераспределения нагрузки ГПП-1 на ГПП-2 при определении эффекта от данного мероприятия необходимо проверить нагрузочную способность существующих кабельных линий сечением 150 мм² и учесть потери электроэнергии в кабельных линиях. Также целесообразно рассмотреть вопрос замены существующих

трансформаторов ГПП-2 трансформаторами меньшей мощности, например, путем перемещения трансформаторов ГПП-1.

ГПП-1 подключена к ГПП-2 по двум параллельно проложенным кабелям сечением 150 мм^2 . Проверим кабели по длительно допустимому току из условий нагрева в нормальном (1) и аварийном режимах (2):

$$I_{\text{раб}} \leq I'_{\text{доп}}; \quad (1)$$

$$I_{\text{п/ав}} \leq I'_{\text{допав}}, \quad (2)$$

где
$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 235,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 471,5 \text{ А},$$

где $I'_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля с учетом реальных условий прокладки:

$k_1 = 1$ (при расчетной температуре почвы $15 \text{ }^\circ\text{C}$ и предельной температуре проводника $60 \text{ }^\circ\text{C}$) – поправочный коэффициент на температуру почвы;

$k_2 = 0,9$ (в земле проложено два кабеля) – поправочный коэффициент на число параллельно проложенных кабелей;

$k_3 = 1$ (кабель проложен в нормальной почве) – поправочный коэффициент позволяет учитывать удельное сопротивление земли.

$I'_{\text{допав}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка кабеля в аварийном режиме,

где $k_{\text{пер}} = 1,17$ – перегрузочная способность кабеля, проложенного в земле.

Для кабелей 6 кВ 3×150 :

$$I'_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 275 = 247,5 \text{ А};$$

$$235,8 \text{ А} < 247,5 \text{ А}.$$

Условие (1) выполняется.

$$I'_{\text{доп.ав}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1,17 \cdot 275 = 289,6 \text{ А};$$

$$471,5 \text{ А} > 289,6 \text{ А}.$$

Условие (2) не выполняется.

Целесообразно дополнительно к существующим проложить 2 кабельные линии, например, марки АПвП 3*150 с изоляцией из сшитого полиэтилена, количество параллельно проложенных кабелей увеличить до 4-х.

Рабочий ток одного кабеля:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 117,9 \text{ А}.$$

Нагрузка кабеля в аварийном режиме:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 3500}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 157,2 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток кабеля:

$$I'_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 275 = 220 \text{ А};$$

$$117,9 \text{ А} < 220 \text{ А}.$$

Условие (1) выполняется.

Допустимая нагрузка кабеля в аварийном режиме:

$$I'_{\text{доп.ав}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1,17 \cdot 275 = 273,5 \text{ А};$$

$$157,2 \text{ А} < 273,5 \text{ А}.$$

Условие (2) выполняется.

Таким образом, нагрузка ГПП-1 будет транспортироваться по четырем параллельно проложенным кабелям сечением 150 мм².

Годовые потери электроэнергии в кабельных линиях:

1. В случае 2-х параллельно проложенных кабелей

$$\Delta W_{\text{к1}} = \left(\frac{k_{\phi} \cdot S_{\text{с}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R \cdot T_{\text{Г}} = \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{6} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} \cdot 0,21 \cdot 1,35 \cdot 8700 =$$

$$= 463,47 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

2. В случае 4-х параллельно проложенных кабелей

$$\begin{aligned}\Delta W_{к2} &= \left(\frac{k_{\phi} \cdot S_c}{U_H} \right)^2 \cdot R \cdot T_{\Gamma} = \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{6} \right)^2 \cdot \frac{1}{4} \cdot 0,21 \cdot 1,35 \cdot 8700 = \\ &= 231,73 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч.}\end{aligned}$$

2. Вывод из работы одного из трансформаторов ГПП-2, прокладка дополнительных кабельных линий от ГПП-1 к ГПП-2 для обеспечения резервирования в аварийном режиме.

В результате мероприятия можно ожидать снижения потерь мощности и энергии в трансформаторах ГПП-2 завода.

Определим потери энергии в трансформаторах 2хТДН-20000 для ГПП-1:

$$\begin{aligned}\Delta W_{T1} &= \left(\frac{1}{n} \cdot \left(\frac{k_{\phi} \cdot S_c}{S_{HT}} \right) \right)^2 \cdot (\Delta P_{кз} + n \cdot \Delta P_{XX}) \cdot T_{\Gamma} = \\ &= \left(\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 3500}{20000} \right) \right)^2 \cdot (100 + 2 \cdot 23) \cdot 8700 = 414,89 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч.}\end{aligned}$$

Потери энергии в оставшемся в работе трансформаторе ТРДН-40000 для ГПП-2:

$$\begin{aligned}\Delta W_{T2} &= \left(\frac{1}{n} \cdot \left(\frac{k_{\phi} \cdot S_c}{S_{HT}} \right) \right)^2 \cdot (\Delta P_{кз} + n \cdot \Delta P_{XX}) \cdot T_{\Gamma} = \\ &= \left(\left(\frac{1,05 \cdot 13000}{40000} \right) \right)^2 \cdot (172 + 36) \cdot 8700 = 487,5 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч.}\end{aligned}$$

Суммарные потери в трансформаторах при работе ГПП-1 и ГПП-2:

$$\Delta W_{T(1+2)} = \Delta W_{T1} + \Delta W_{T2} = 414,89 + 487,5 = 902,4 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определим потери в трансформаторах 2хТДН-20000 при работе трансформаторов одной ГПП-1:

$$\Delta W_T = \left(\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 16500}{20000} \right) \right)^2 \cdot (100 + 2 \cdot 23) \cdot 8700 = 726,62 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, при существующих нагрузках более целесообразно отключение 2-х трансформаторов ГПП-2, перераспределение всей нагрузки ГПП-2 на трансформаторы ГПП-1, прокладка двух дополнительных кабельных линий между ГПП-2 и ГПП-1. Также целесообразно перемещение трансформаторов ГПП-2 типа 2хТДН - 20000 на место ГПП-1 и отключение трансформаторов ГПП-1 2хТРДН – 40000.

Тогда годовая экономия электроэнергии при перераспределении нагрузки от ГПП-1 к ГПП-2 составит:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W - \Delta W_{к2} = 401,8 - 231,73 = 170,1 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч} .$$

Пример 2.6 На предприятии в прядильном цехе установлена двухтрансформаторная подстанция с распределительными трансформаторами типа ТМ-630/10. Максимальная (расчетная) нагрузка составляет 560,54 кВ А.

Необходимо определить энергетическую эффективность замены установленных трансформаторов трансформаторами типа ТМГ12-400/10.

Для определения экономии электрической энергии от внедрения новых трансформаторов определим активные потери электрической энергии за год работы трансформаторов ΔW , кВт·ч, по формуле:

$$\Delta W = \frac{1}{n_{mp}} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau + n_{mp} \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\epsilon} .$$

Годовую продолжительность использования трансформатора принимаем 8760 ч при его работе круглосуточно в течение всего года.

Время наибольших потерь трансформатора определяем по формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 ,$$

где T_{\max} – время использования максимума нагрузки, составляет 6000 ч при работе предприятия в три смены.

На основании каталожных данных представим в виде таблицы 2.3 характеристики трансформаторов, действующих на предприятии в прядильном цехе и предлагаемых к установке.

Таблица 2.3 – Характеристика трансформаторов

№	Тип трансформатора	Потери, кВт	
		$\Delta P_{кз}$	$\Delta P_{хх}$
1	ТМ-630/10	8,5	1,68
2	ТМГ12-400/10	4,6	0,61

Время наибольших потерь:

$$\tau = (0,124 + 6000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4591,8 \text{ ч.}$$

Годовые потери электроэнергии для ТМ-630/10:

$$\Delta W = \frac{1}{2} \cdot 8,5 \cdot \left(\frac{560,54}{630} \right)^2 \cdot 4591,8 + 2 \cdot 1,68 \cdot 8760 = 45241 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Годовые потери электроэнергии для ТМГ12-400/10:

$$\Delta W = \frac{1}{2} \cdot 4,6 \cdot \left(\frac{560,54}{400} \right)^2 \cdot 4591,8 + 2 \cdot 0,61 \cdot 8760 = 31426,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, при установке трансформаторов ТМГ12-400/10 потери электроэнергии в год уменьшатся на 13814,1 кВт·ч.

Пример 2.7 Выполнить технико-экономическую оценку эффективности замены трансформатора типа ТМЗ-1000 на трансформатор типа ТМГ12-630 для цеха предприятия. Предприятие рассчитывается за электроэнергию по двухставочно-дифференцированному тарифу. Средняя мощность нагрузки цеха составляет 169,4 кВА (в зоне «пик» – 170 кВА, в зоне «полупик» – 190 кВА, в зоне «ночь» – 128 кВА).

Поскольку расчёты представляют трудоёмкий процесс, то для повышения точности технико-экономических расчётов при учёте ряда факторов разработана программа для ПЭВМ «Оптимальный выбор трансформатора» [13].

Программа позволяет выполнять расчеты следующих технико-экономических показателей эффективности использования трансформаторов:

- динамический срок окупаемости;
- чистый дисконтированный доход;
- годовые эксплуатационные издержки;
- сравнительную цену;
- экономию электроэнергии за год.

Расчеты могут выполняться для различных тарифных систем оплаты за электроэнергию, с учетом ставки банка (дисконтирования), параметров трансформаторов и графика нагрузки, а также изменения цены электроэнергии.

Фрагменты программы представлены на рисунках 2.2 и 2.3.

Оптимальный выбор трансформатора

Характеристики распределительных трансформаторов

Тип трансформатора	ТМЗ	ТМГ12
Номинальная мощность, кВА	1000	630
Количество	1	1
Потери холостого хода, кВт	2,45	0,8
Потери короткого замыкания, кВт	12,2	6,75
Срок службы, лет	10	25
Стоимость, USD	0	9330

Продолжительность включенного состояния в году, ч

Ставка рефинансирования, %

Первая ставка тарифа, USD/кВт

Вторая ставка тарифа, USD/кВт*ч

Понижающий коэф-т к основной ставке тарифа

	Пик	Полупик	Ночь
Продолжительность зоны, ч/сут	3	14	7
Коэф-т к дополнительной ставке тарифа	<input type="text" value="2,1"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0,8"/>
Средняя мощность нагрузки, кВА	<input type="text" value="170"/>	<input type="text" value="190"/>	<input type="text" value="128"/>
Коэф-т формы графика нагрузки	<input type="text" value="1,05"/>		

Среднегодовой рост тарифов на электроэнергию, %

Рисунок 2.2 – Окно ввода исходных данных

Оптимальный выбор трансформатора

Динамический срок окупаемости, мес	56 (4,7 лет)	
Чистый дисконтированный доход, USD	26095,85	
Тип трансформатора	ТМЗ-1000	ТМГ12-630
Годовые издержки, USD	3545,2	2882,5
Сравнительная цена, USD	383106,3	263274,3
Экономия электроэнергии в год, кВт*ч	13086,8	

Рисунок 2.3 – Окно вывода результатов расчёта

ЗАДАНИЕ 2. Для электроснабжения цеховых электроприемников предприятия сооружены трансформаторные подстанции с масляными трансформаторами номинальной мощностью 63, 100, 250, 630, 1000 и 1600 кВ·А. Практически все силовые трансформаторы значительно устарели физически, трансформаторы эксплуатируются около 30 - 40 лет при нормативном сроке 25 лет, при этом имеет место низкая загрузка цеховых трансформаторных подстанций (таблица 2.4).

Предложить мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии в определенной трансформаторной подстанции согласно варианту.

Таблица 2.4 – Данные по цеховым трансформаторам завода

№ варианта	Количество и тип установленных трансформаторов	Рс, кВ·А	Кз, %
1	ТНЗ-1000	200,2	20
2	2хТМЗ-630	504	40
3	2хТМ-250	75	15
4	2хТМ-100	70	35
5	ТМЗ-630	126	20
6	2хТСЗ-1000	1400	70
7	2хТМЗ-1000	440	22
8	2хТМЗ-1000	200	10
9	2хТМЗ-630	630	50
10	ТМ-63	6,3	10
11	2хТМЗ-1000	1400	70
12	2хТМЗ-630	504	40
13	2хТНЗ-1000	1000	50
14	2хТНЗ-1000	500,5	25
15	2хТНЗ-1000	1000	50
16	2хТМЗ-630	378	30
17	2хТМЗ-1000	1400	70
18	2хТМЗ-1600	2880	90
19	2хТМЗ-630	882	70
20	2хТСЗ-1000	600	30
21	2хТМЗ-1000	400	20
22	2хТМЗ-1000	300	15
23	2хТМЗ-630	252	20
24	2хТСЗ-630	630	50
25	2хТМЗ-630	378	30

3. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Согласно действующему законодательству Республики Беларусь в зависимости от объемов потребления ТЭР имеются особенности организации управления энергосбережением на предприятиях:

- потребители ТЭР, годовые обобщенные энергозатраты которых превышают 1,5 тысячи тонн условного топлива, обязаны выполнять энергетический аудит не реже 1 раза в 5 лет;

- для организаций и индивидуальных предпринимателей, если их суммарное годовое потребление ТЭР составляет более 1,5 тысячи тонн условного топлива, устанавливаются прогрессивные нормы расхода ТЭР;

- нормы расхода ТЭР для организаций и индивидуальных предпринимателей ежегодно утверждаются соответствующими (по принадлежности) республиканскими органами государственного управления, объединениями, подчиненными Правительству Республики Беларусь, местными исполнительными и распорядительными органами. При этом нормы для организаций и индивидуальных предпринимателей с суммарным годовым потреблением их в пересчете в условное топливо 1 тыс. тонн и более и для котельных производительностью 0,5 Гкал/ч и выше предварительно согласовываются с Департаментом по энергоэффективности (областными, Минским городским управлениями по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов);

- для организаций и индивидуальных предпринимателей с суммарным годовым потреблением ТЭР в пересчете в условное топливо менее 1 тыс. тонн и для котельных производительностью менее 0,5 Гкал/ч нормы расхода ТЭР утверждаются Департаментом по энергоэффективности (областными, Минским городским управлениями по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов)

В Положении о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь, а также в Законе Республики Беларусь «Об энергосбережении» применяются следующие основные понятия:

топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) – совокупность всех

природных и преобразованных видов топлива и энергии, используемых в республике;

энергосбережение – организационная, научная, практическая, информационная деятельность организаций и индивидуальных предпринимателей, направленная на снижение расхода (потерь) ТЭР в процессе их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации;

норма расхода ТЭР – мера потребления топлива, тепловой, электрической энергии, измеряемая в условных единицах, на производство единицы продукции (работ, услуг) определенного качества в планируемом периоде (квартал, год);

прогрессивная норма расхода ТЭР – мера потребления топлива, тепловой, электрической энергии, измеряемая в условных единицах, на производство единицы продукции (работы, услуги) определенного качества, отражающая новейшие технические и технологические достижения в части минимизации потребления ТЭР при производстве продукции;

предельный уровень потребления ТЭР – максимально допустимое потребление ТЭР, необходимое на планируемый период;

суммарное годовое потребление ТЭР – общее потребление ТЭР организацией, индивидуальным предпринимателем в течение календарного года котельно-печного топлива, израсходованного в технологических процессах, котельных установках, других агрегатах, а также электрической и тепловой энергии, в том числе полученной от источников энергии других предприятий, организаций;

тепловой эквивалент – отношение низшей теплоты сгорания рабочего состояния топлива к теплоте сгорания 1 кг условного топлива, то есть 7000 ккал/кг;

топливный эквивалент – количество условного топлива, необходимое для полезного отпуска потребителю единицы энергии от источника энергоснабжения;

фактический удельный расход ТЭР – количество топлива, тепловой, электрической энергии, фактически израсходованных на производство единицы продукции (работы, услуги);

организации и индивидуальные предприниматели – юридические лица и граждане, осуществляющие предпринимательскую деятельность без образования юридического лица.

Для экономических расчетов, сравнения показателей топливоиспользующих устройств и планирования расхода ТЭР

необходима единая база. Поэтому введено понятие «условного топлива».

Условное топливо представляет собой единицу учета органического топлива. В качестве единицы условного топлива применяется 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг (29,3 МДж/кг), что соответствует хорошему малозольному сухому углю. Соотношение между условным топливом и натуральным выражается формулой:

$$B_{\tau} = (Q_{\text{н}}^{\text{п}} / 7000) \cdot B_{\text{н}} = \mathcal{E} \cdot B_{\text{н}},$$

где B_{τ} – масса эквивалентного количества условного топлива, кг;

$B_{\text{н}}$ – масса натурального топлива, кг (твердое и жидкое топливо), или м^3 газообразного;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – низшая теплота сгорания данного натурального топлива, ккал/кг, или ккал/ м^3 .

Соотношение $\mathcal{E} = Q_{\text{н}}^{\text{п}} / 7000$ называется калорийным коэффициентом, и его принимают для:

- нефти – 1,43;
- природного газа – 1,15;
- торфа – 0,34-0,41 (в зависимости от влажности);
- торфобрикетов – 0,45-0,6 (в зависимости от влажности);
- дизтоплива – 1,45;
- мазута – 1,37, и т.д.

Расход топлива, тепловой и электрической энергии, необходимый для производства единицы продукции (работ, услуг), выражается в следующих единицах:

- топливо (котельно-печное топливо) – в тоннах условного топлива (ту.т.);
- тепловая энергия – в гигакалориях (Гкал);
- электрическая энергия – в тысячах киловатт·часов (тыс.кВт·ч);
- обобщенные энергозатраты – первичная энергия в тоннах условного топлива (ту.т.).

Натуральные виды топлива переводятся в условное топливо через средние тепловые эквиваленты. Для электрической энергии, выраженной в тыс. кВт·ч, тепловой эквивалент для перевода в ту.т. составляет 0,28, для тепловой энергии, выраженной в Гкал, равен 0,175.

На предприятии энергетической службой ведется статистическая отчетность, характеризующая функционирование энергетического хозяйства.

Основной формой Государственной статистической отчетности по расходу ТЭР является форма 4-нормы ТЭР «Отчет о результатах использования топлива, тепловой и электрической энергии». Форму 4-нормы ТЭР ежеквартально и в целом за год представляют: юридические лица и их обособленные подразделения, подведомственные министерствам, концернам и другим органам государственного управления, своей вышестоящей организации; областному управлению по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов; юридические лица не имеющие ведомственного подчинения с суммарным годовым потреблением ТЭР, превышающим 1 тыс. ту.т., областному управлению по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов. Форма состоит из четырех разделов:

- РАЗДЕЛ I Выполнение норм расхода котельно-печного топлива (в пересчете на условное – 7000 ккал/ кг);
- РАЗДЕЛ II Выполнение норм расхода нефтепродуктов, используемых в двигателях внутреннего сгорания (кроме работы автомобильного транспорта) (в пересчете на условное - 7000 ккал/кг);
- РАЗДЕЛ III. Тепловая энергия;
- РАЗДЕЛ IV Электрическая энергия.

Каждый из разделов формы включает сведения о фактическом объеме производства продукции на предприятии, потреблении энергии за отчетный период. Фактическое потребление энергии сравнивается с установленной нормой потребления энергии. Получаемая при этом разница характеризует эффективность потребления энергии – если она положительна, то можно говорить об перерасходе энергии относительно нормативного значения, если же получается отрицательное значение, то это свидетельствует об экономии энергии.

Пример 3.1 Оценка обобщенных энергозатрат топливно-энергетических ресурсов условного предприятия.

Дано: предприятие за год потребило тепловой энергии (на технологические нужды, отопление, горячее водоснабжение) – 4500 Гкал, электрической энергии – 750 тыс. кВт·ч.

Рассчитаем обобщенные энергетические затраты $3Э_{\text{сум}}$ предприятия, которые складываются из затрат тепловой и электрической энергии:

$$3Э_{\text{сум}} = 3Э_{\text{тэ}} + 3Э_{\text{э}} = 4500 \times 0,175 + 750 \times 0,28 = 787,5 + 210 = 997,5 \text{ т у.т.}$$

ЗАДАНИЕ 3. Согласно варианту (табл. 3.1), необходимо рассчитать для условного предприятия обобщенные энергозатраты. Получить у преподавателя форму 4-нормы ТЭР реального предприятия, выполнить ее анализ.

Таблица 3.1 – Исходные данные для выполнения задания 3

Вариант задания	Потребляемые топливно-энергетические ресурсы условного предприятия		
	Топливо (технологическое)	Тепловая энергия, Гкал	Электрическая энергия, кВт·ч
1	Газ-22797 м ³	4200	176640
2	Мазут-1,2 т	6800	870000
3	Газ-35000 м ³	5600	1200000
4	Газ-58000 м ³	3400	145860
5	-	7600	5680000
6	Мазут-1 т	3200	1230000
7	Газ-16227 м ³	5000	1480000
8	-	1520	1280000

4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

4.1. Общие положения оценки эффективности энергосбережения

Эффективность энергосберегающих проектов, как и других инвестиционных проектов, характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников [1].

Эффективность энергосберегающих проектов связана, в первую очередь, со снижением энергопотребления.

Инструкция по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий [3] регламентирует единый методический подход при определении эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий, и применяется всеми юридическими лицами, осуществляющими энергосберегающие мероприятия.

К энергосберегающим мероприятиям относятся внедряемые на объектах или оборудовании мероприятия, в результате реализации которых достигается экономия топливно-энергетических ресурсов в процессе их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации.

В категорию энергосберегающих мероприятий, финансируемых из источников, предусмотренных в соответствии с действующим законодательством для финансирования энергосберегающих мероприятий, следует относить только те мероприятия, которые обеспечивают в сопоставимых условиях суммарную экономию топливно-энергетических ресурсов за счет внедрения на действующих объектах новых технологий, оборудования, систем учета и регулирования, новых схемных решений, а также мероприятия, стимулирующие энергосбережение, проектные и научно-исследовательские работы по этим направлениям и мероприятия по контролю потребления энергоресурсов (энергетические обследования, включая экспресс-диагностику топочных режимов котлов, проверку теплопроницаемости ограждающих конструкций зданий и сооружений и др.).

К категории энергосберегающих мероприятий не относятся:

1) новое строительство, за исключением внедрения энергетических мощностей, ввод которых обусловлен наличием уже имеющегося энергетического потенциала (избыточное давление пара или природного газа, вторичные энергетические ресурсы, горючие отходы производства, нетрадиционные и возобновляемые источники энергии и другие мероприятия, в результате реализации которых достигается экономия топливно-энергетических ресурсов);

2) мероприятия, требующие постоянного проведения по техническому или технологическому регламенту обслуживания оборудования, установок, использующих топливно-энергетических ресурсов, а также систем транспорта энергоносителей;

3) все виды ремонтных работ;

4) мероприятия по замене изношенного оборудования, отслужившего свой амортизационный срок без улучшения показателей энергоэффективности.

Экономическая эффективность проектов по совершенствованию энергетического хозяйства отражает его результативностью.

Оценивается экономическая эффективность соотношением полученного результата и вложенными инвестиционными ресурсами.

Результат обусловлен интересами инвестора и может быть представлен приростом национального дохода, экономией общественного труда, ростом дохода или прибыли предприятия, снижением энергоемкости и ресурсоемкости выпускаемой продукции или уровня загрязнения окружающей среды и т.д.

Затраты включают в себя объемы расходов по реализации мероприятий, связанных с технико-экономическими исследованиями инвестиционных возможностей, разработкой бизнес-плана или технико-экономическим обоснованием мероприятия, проектно-изыскательскими, строительными-монтажными и пуско-наладочными работами; приобретением и монтажом оборудования и т.д.

Известно, что все мероприятия по совершенствованию производства делятся на две группы:

не требующие капитальных затрат;

требующие определенных денежных вложений.

Беззатратные или организационные мероприятия в современных условиях производства недостаточно эффективны, или, по крайней мере, эффект, получаемый от их реализации, незначителен.

Основные же резервы кроются в модернизации и совершенствовании технологии производства, в замене изношенного

и энергоемкого, то есть физически и морально устаревшего оборудования, на что и требуются инвестиции. Все это требует технико-экономического обоснования с помощью современных методов оценки эффективности инвестиционных проектов.

4.2. Действующие критерии оценки эффективности энергосберегающего мероприятия

В Республике Беларусь очень остро стоит проблема снижения энергопотребления или энергосбережения, поэтому рассмотрим, как осуществляется оценка эффективности энергосберегающего инвестиционного проекта на основе «Инструкции по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий» [3].

Экономическая эффективность отражает результаты внедрения энергосберегающих мероприятий и определяется разностью между денежными доходами и расходами от реализации мероприятий, а также отражает изменение величины спроса на топливно-энергетические ресурсы в результате замещения более дорогих видов топлива менее дорогими.

Оценка эффективности использования средств, направляемых на реализацию энергосберегающих мероприятий, производится на основании следующей системы показателей:

- простой срок окупаемости (T_n) не более 10 лет;
- динамический срок окупаемости (T_d) не более 15 лет;
- чистый дисконтированный доход (ДД) более 0;
- внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) более E – нормативной ставки дисконтирования;
- индекс прибыльности (Π_n) более 1,0.

Простой срок окупаемости капитальных вложений применяется для предварительной оценки энергосберегающего мероприятия на стадии составления технико-экономического обоснования (предложения) реализации мероприятия:

$$T_n = \frac{I}{\mathcal{E}_{год}},$$

где I – капитальные вложения (или инвестиции) в реализацию данного мероприятия (из всех источников финансирования), млн. руб.;

$\Delta_{\text{год}}$ – годовая экономия топливно-энергетических ресурсов, получаемая от реализации данного мероприятия (в денежном выражении), млн. руб.

Капитальные вложения в реализацию энергосберегающих мероприятий включают в себя объемы расходов по разработке бизнес-плана или технико-экономического обоснования мероприятия, стоимость проектно-изыскательских работ, основного и вспомогательного оборудования, строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

Расчет капитальных вложений и годовой экономии производится в соответствии с методическими рекомендациями по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, разрабатываемыми Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь.

Оценка и сравнение различных энергосберегающих мероприятий и решение о финансировании энергосберегающего мероприятия принимается на основании расчета чистого дисконтированного дохода (ДД), внутренней нормы доходности ($E_{\text{вн}}$) и индекса прибыльности ($\Pi_{\text{и}}$).

Чистый дисконтированный доход (ДД), внутренняя норма доходности ($E_{\text{вн}}$) и индекс прибыльности ($\Pi_{\text{и}}$) относятся к показателям, включающим стоимость денег с учетом доходов будущего периода.

Повторим, что чистый дисконтированный доход (превышение дохода над затратами нарастающим итогом за расчетный период T с учетом дисконтирования) рассчитывается по формуле:

$$\text{ДД} = \sum_{t=0}^T (D - Z - I) \cdot (1 + E)^{-t},$$

где D_t – денежные поступления (выручка, дивиденды и др.) от реализации мероприятия в t -м году, млн. руб.;

Z_t – эксплуатационные расходы по реализации мероприятия и другие платежи (налоги, пошлины и т.д.) в t -м году, млн. руб.;

I_t – инвестиции (капитальные вложения) в t -м году, млн. руб.;

T – период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, лет;

E – ставка дисконтирования. Ставка дисконтирования учитывает ставку рефинансирования Национального банка Республики Беларусь или фактическую ставку процента по долгосрочным кредитам банка, индекс цен (в необходимых случаях может учитываться надбавка за риск, которая добавляется к ставке дисконтирования для безрисковых вложений) и принимается для расчета в соответствии с Инструкцией равной 10 %, или $E = 0,1$.

Положительное значение чистого дисконтированного дохода свидетельствует об экономической целесообразности реализации энергосберегающего мероприятия.

В год осуществления первоначальных капитальных вложений ($t = 0$) чистый дисконтированный доход равен: $ДД_0 = -I_0$.

Внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) (значение ставки дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю) находится путем решения следующего уравнения:

$$\sum_{t=0}^T (D - Z) \cdot (1 + E_{вн})^{-t} = \sum_{t=0}^T I \cdot (1 + E_{вн})^{-t},$$

или графическим методом.

Если рассчитанная внутренняя норма доходности оказывается выше нормативной ставки дисконтирования 0,1, то энергосберегающее мероприятие экономически эффективно.

При необходимости выбора энергосберегающего мероприятия из нескольких более эффективным является мероприятие с более высокой внутренней нормой доходности.

Индекс прибыльности ($\Pi_{п}$) (выше был представлен как индекс доходности) определяется как отношение разности дохода и затрат при реализации мероприятия к величине капитальных вложений (нарастающим итогом за расчетный период T):

$$\Pi_{п} = \frac{\sum_{t=1}^T (D_t - Z_t) \cdot (1 + E)^{-t}}{I_0 + \sum_{t=1}^T I_t \cdot (1 + E)^{-t}}.$$

Индекс прибыльности тесно связан с чистым дисконтированным доходом. Если $ДД$ положителен, то $\Pi_{п} > 1$, и наоборот. Мероприятие считается экономически эффективным, если $\Pi_{п} > 1$.

При необходимости выбора энергосберегающего мероприятия из нескольких более эффективным является мероприятие с более высоким индексом прибыльности.

Оценка эффективности реализованного мероприятия осуществляется в соответствии с формулами, приведенными выше, на основании фактических данных по капитальным вложениям, эксплуатационным затратам и денежным поступлениям (бухгалтерский учет, статистическая отчетность) по состоянию на последний день года, предшествующего году проведения оценки мероприятия.

Примеры расчетов эффективности энергосберегающих мероприятий приведены ниже.

Пример 4.1. На предприятии планируется внедрение энергосберегающего мероприятия, требующее капитальных вложений в размере 125,3 млн руб. Расчетная годовая экономия 33,4 млн. руб., расчетный период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, 10 лет.

Расчет капитальных вложений и годовой экономии производится в соответствии с методическими рекомендациями по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, разрабатываемыми Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь.

Определяется простой срок окупаемости:

$$T_{\text{п}} = T_n = \frac{125,3}{33,4} = 3,75 \text{ года,}$$

что соответствует принимаемой величине показателя.

Для принятия решения о финансировании энергосберегающего мероприятия рассчитываются чистый дисконтированный доход (ДД), внутренняя норма доходности ($E_{\text{вн}}$) и индекс прибыльности ($\Pi_{\text{и}}$).

Метод, учитывающий стоимость денег с учетом доходов будущего периода, называется дисконтированием. В целях оценки энергосберегающего мероприятия этот термин означает приведение будущей стоимости денег к настоящей стоимости при помощи годового процента, называемого ставкой дисконтирования:

$$НС = БС(1 + E)^{-T},$$

где НС – настоящая стоимость, млн руб.;

БС – будущая стоимость, млн руб.;

Е – ставка дисконтирования;

Т – период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, лет.

Рассчитывается настоящая стоимость денег для первого года:

$$НС_1 = 33,43(1 + 0,1)^{-1} = 30,391 \text{ млн руб.}$$

для второго года

$$НС_2 = 33,43(1 + 0,1)^{-2} = 27,628 \text{ млн руб.}$$

и т.д.

Рассчитывается чистый дисконтированный доход при нормативной ставке дисконтирования $E_1 = 0,1$ и при ставке дисконтирования $E_2 = 0,12$ с использованием значений из таблицы 4.2. Полученные данные сводятся в таблицу 4.1. Строится график при значениях чистого дисконтированного дохода в пятом году: $ДД_5 = (+1,426)$ млн. руб. при $E_1 = 0,1$ и $ДД_5 = (-4,792)$ млн руб. при $E_2 = 0,12$ (год, в котором чистый дисконтированный доход имеет положительное и отрицательное значения).

Внутренняя норма доходности определяется в точке, соответствующей нулевому значению чистого дисконтированного дохода, и равна 0,104 (см. табл. 4.1 и рис. 4.1).

При расчете индекса прибыльности используются итоговое значение графы «Настоящая стоимость» и значение капитальных вложений из таблицы 4.1:

$$П_{И} = \frac{204,413}{125,4} = 1,64.$$

Таким образом, в результате расчета полученные значения чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности и индекса прибыльности подтверждают эффективность использования средств, направляемых на выполнение данного энергосберегающего мероприятия.

Расчет указанных показателей и построение графиков удобно выполнять при помощи компьютера с применением приложения Microsoft Excel и встроенного мастера диаграмм. При расчете чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы доходности можно использовать финансовые функции НПЗ и ВНДОХ рабочего листа Microsoft Excel соответственно.

Таблица 4.1
(млн. руб.)

Год	Кап. вложения	Экономия	Настоящая стоимость	Чистый дисконтированный доход при $E = 0,1$	Чистый дисконтированный доход при $E=0,12$
0	125,3	–	–	–125,300	–125,300
1	–	33,43	30,391	–94,909	–95,452
2	–	33,43	27,628	–67,281	–68,802
3	–	33,43	25,116	–42,165	–45,007
4	–	33,43	22,833	–19,331	–23,761
5	–	33,43	20,757	1,426	–4,792
6	–	33,43	18,870	20,296	12,144
7	–	33,43	17,155	37,451	27,266
8	–	33,43	15,595	53,047	40,768
9	–	33,43	14,178	67,224	52,823
10	–	33,43	12,889	80,113	63,587
ИТОГО	125,3	334,30	205,413		

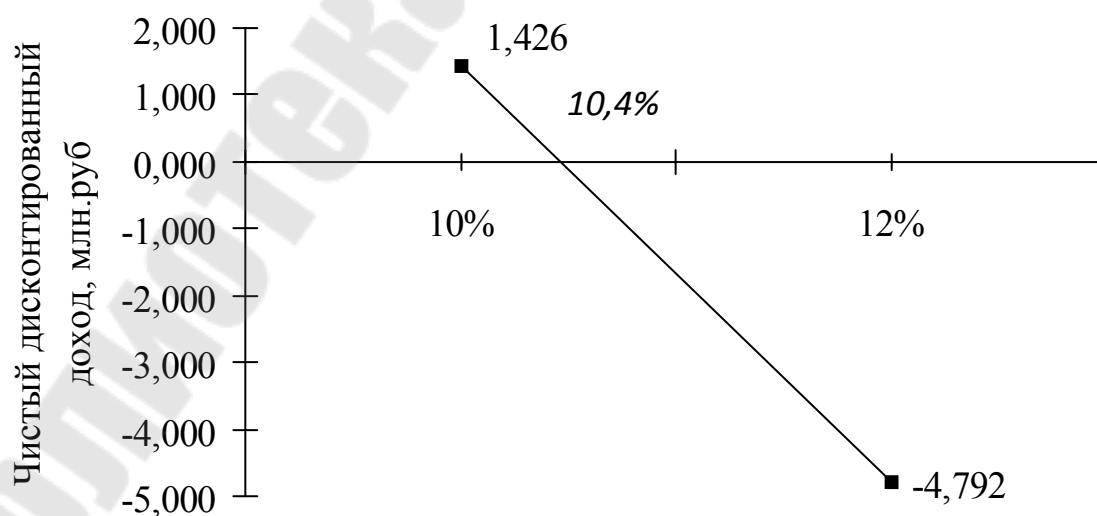


Рисунок 4.1– Определение внутренней нормы доходности

Таким образом, внутренняя норма доходности составила: $E_{вн} = 0,104$.

Таблица 4.2 – Значения коэффициента $(1+E)^{-t}$ при различных значениях E

Год	10%	12%	14%	15%	16%	18%	20%	24%	28%
1	0,909	0,893	0,877	0,870	0,862	0,847	0,833	0,806	0,781
2	0,826	0,797	0,769	0,756	0,743	0,718	0,694	0,650	0,610
3	0,751	0,712	0,675	0,658	0,641	0,609	0,579	0,524	0,477
4	0,683	0,636	0,592	0,572	0,552	0,516	0,482	0,423	0,373
5	0,621	0,567	0,519	0,497	0,476	0,437	0,402	0,341	0,291
6	0,564	0,507	0,456	0,432	0,410	0,370	0,335	0,275	0,227
7	0,513	0,452	0,400	0,376	0,354	0,314	0,279	0,222	0,178
8	0,467	0,404	0,351	0,327	0,305	0,266	0,233	0,179	0,139
9	0,424	0,361	0,308	0,284	0,263	0,225	0,194	0,144	0,108
10	0,386	0,322	0,270	0,247	0,227	0,191	0,162	0,116	0,085

При привлечении финансовых средств (кредиты банка, заемные средства), используемых для финансирования энергосберегающих мероприятий, целесообразно использовать показатель – динамический срок окупаемости (T_d), определяющий фактический период времени, в течение которого инвестиционные вложения покрываются суммарными доходами от внедрения мероприятия, т.е. фактический срок возможного возврата кредита или других заемных инвестиций. Иногда его называют сроком возмещения или возврата затрат.

Динамический срок окупаемости (T_d) на практике определяется графическим методом (рисунок 4.2). На горизонтальной оси X откладываются равные промежутки времени, соответствующие годам расчетного периода T. По вертикальной оси Y откладываются величины чистого дисконтированного дохода (ДД) в соответствующем году.

Строится график на основании данных, приведенных в таблице 4.1.

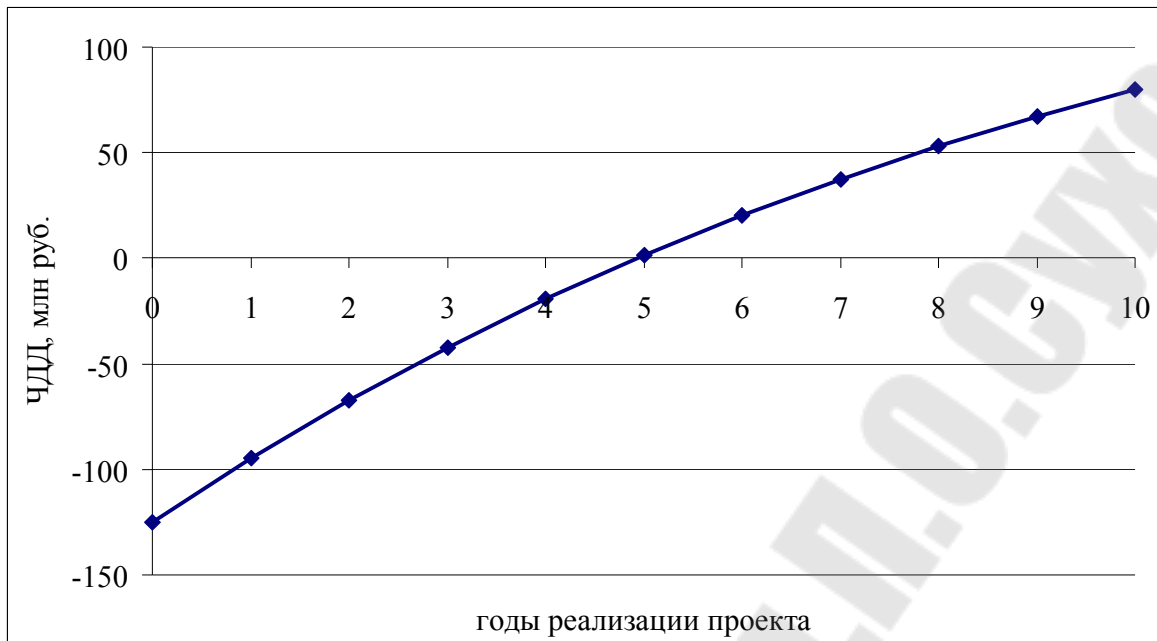


Рисунок 4.2 – Определение динамического срока окупаемости

Точка пересечения кривой с осью X определяет динамический срок окупаемости, равный 4,9 года, что меньше устанавливаемой величины показателя – 8 лет.

Таким образом, возврат заемных средств (кредитов банка) возможен по истечению 5 лет после начала инвестирования и внедрения энергосберегающего мероприятия.

Пример 4.2. На практике при оценке эффективности энергосберегающих мероприятий для предприятий необходимо учитывать реальные условия их функционирования.

Выполним расчет экономической эффективности для предприятия от внедрения частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата системы оборотного водоснабжения. Тип насоса – 12НДС, электродвигатель номинальной мощностью $N_{ном} = 132$ кВт, скорость вращения электродвигателя $n = 1480$ об/мин.

Величина экономии электрической энергии за счет внедрения регулируемого электропривода насоса системы водоснабжения составит:

$$\Delta W = 187902 - 95801 = 92101 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Экономия в стоимостном выражении:

$$\Delta \mathcal{E}_{год} = C_{э\text{э}} \times \Delta W_{год},$$

$C_{э\text{э}} = 1372,4$ руб. – цена 1 кВт·ч электроэнергии, определена по данным о потреблении и оплате за электроэнергию.

Тогда экономия денежных средств составит:

$$\Delta \mathcal{E}_{год} = 1372,4 \times 92,1 = 126,4 \text{ млн руб.}$$

Оценку экономической эффективности производим на основе сопоставления ожидаемых финансовых результатов и затрат от внедрения мероприятия по системе следующих показателей:

1. Простой срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{р\text{эп}}}{\Delta \mathcal{E}},$$

$\Delta \mathcal{E} = 126,4$ млн руб./год – стоимость сэкономленной электрической энергии (92101 кВт·ч) за счет внедрения инвестиционного проекта по установке частотно-регулируемого электропривода;

$K_{р\text{эп}}$ – капиталовложения в мероприятие, включающее стоимость частотно-регулируемого электропривода и прочие затраты на монтаж и наладку оборудования:

- стоимость выбранного регулируемого электропривода $C_{р\text{эп}}$ согласно договорной цены фирмы-поставщика, составляют 161,4 млн руб.;

- стоимость электротехнических устройств и контрольно-измерительных приборов составляет ориентировочно 3-5 % от стоимости регулируемого электропривода (принимаем 3%);

$$C_{об} = C_{р\text{эп}} + (0,03) \times C_{р\text{эп}}, \text{ млн руб.},$$

$$C_{об} = 161,4 + (0,03) \times 161,4 = 166,2 \text{ млн руб.};$$

- стоимость строительно-монтажных работ – 5-10% от стоимости оборудования $C_{об}$ (принимаем 5%);

- стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования (принимаем 3%).

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{пен}} = C_{\text{об}} + 0,05 \times C_{\text{об}} + 0,03 \times C_{\text{об}}, \text{ млн руб.}$$

$$K_{\text{пен}} = 166,2 + 0,05 \times 166,2 + 0,03 \times 166,2 = 179,5 \text{ млн руб.}$$

Простой срок окупаемости затрат составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{179,5}{126,4} = 1,42 \text{ года.}$$

Финансирование мероприятия может осуществляться за счет собственных средств предприятия.

2. Чистая дисконтированная стоимость (экономический эффект от внедрения инвестиционного проекта за весь срок его жизни Т):

$$NPV = PV - CI,$$

где PV – текущая стоимость проекта на протяжении жизненного цикла, руб.;

CI – капитальные вложения, руб.

$$PV = \sum_{t=0}^T P_t \cdot d_t,$$

где Т – срок жизни проекта, принимаем 6 лет;

P_t - финансовый результат использования проекта в текущем году t, руб.;

d_t – коэффициент дисконтирования текущего года:

$$d_t = \frac{1}{(1+r)^t},$$

где r – норма дисконтирования, величина которой определяется источником финансирования инвестиционного проекта, принимаем для реальных условий $r = 40\%$;

t – число лет, на которое результаты отстают от момента вложения капитала.

При $r_1 = 0,4$ для первого года получаем следующие результаты.
Коэффициент дисконтирования для I года:

$$d_t = \frac{1}{(1+0,4)^1} = 0,714;$$

текущая стоимость проекта для I года:

$$PV_1 = 126,4 \cdot 0,714 = 90,2 \text{ млн руб.};$$

чистая дисконтированная стоимость для I года:

$$NPV_1 = 90,2 - 179,5 = -89,3 \text{ руб.}$$

Аналогично ведется расчет для остальных лет. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.3.

Проект считается эффективным, если накопленная ЧДС (NPV) в результате расчета является положительной величиной. В данном случае при $r = 40\%$ накопленная ЧДС (NPV):

$$NPV = 94,5 \text{ млн руб.},$$

является положительной величиной, значит, проект является эффективным.

3. Динамический срок окупаемости:

$$T_{\text{окд}} = t - \frac{NPV_t}{NPV_{t+1} - NPV_t}$$

где t – год реализации проекта, при котором величина NPV_t еще отрицательная:

$$T_{\text{окд}} = 2 - \frac{NPV_2}{NPV_3 - NPV_2} = 2 - \frac{-24,7}{21,3 + 24,7} = 2,54 \text{ года.}$$

Таблица 4.3 – Определение интегральной ЧДС внедрения регулируемого электропривода

Годы реализации проекта	С _t , млн руб.	P _t , млн руб.	Дисконтный множитель, dt	PV _t , млн руб.	Чистые приведенные затраты, NPV _t , млн руб.
0	-179,5	0	1	-179,5	-179,5
1		126,4	0,714	90,3	-89,2
2		126,4	0,510	64,5	-24,7
3		126,4	0,364	46,1	21,3
4		126,4	0,260	32,9	54,2
5		126,4	0,186	23,5	77,7
6		126,4	0,133	16,8	94,5
Итого	-179,5	758,4		274,0	



Рисунок 4.3 – Динамика чистой приведенной стоимости и определение динамического срока окупаемости

4. Среднегодовой экономический эффект:

$$NPV_{\text{ср.год}} = NPV \cdot a,$$

a – переводной коэффициент совокупных затрат в однородные годовые величины в течение всего срока реализации проекта:

$$a = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} = \frac{0,4 \cdot (1+0,4)^6}{(1+0,4)^6 - 1} = 0,46;$$

$$NPV_{cp.zod} = 94,5 \cdot 0,46 = 43,5 \text{ млн руб.}$$

5. Индекс доходности (ИД):

$$ИД = \frac{\sum_{t=0}^T (\Pi_t - O_t) \cdot d_t}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot d_t} = \frac{94,5}{179,5 \cdot 0,133} = 3,96.$$

Таблица 4.4 – Показатели эффективности мероприятия по внедрению частотно-регулируемого электропривода насоса оборотной системы водоснабжения завода

№	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Способ расчета	Значение
1	Капиталовложения в мероприятие	$K_{рзп}$	Млн руб	$K_{рзп} = C_{об} + 0,05 \times C_{об} + 0,03 \times C_{об}$	179,5
2	Простой срок окупаемости	Ток	лет	$T_{ок} = \frac{K}{\Delta W}$	1,42
3	Чистая дисконтированная стоимость	NPV	Млн руб	$NPV = PV - CI$	94,5
4	Динамический срок окупаемости	$T_{окд}$	лет	$T_{окд} = t - \frac{NPV_t}{NPV_{t+1} - NPV_t}$	2,54
5	Среднегодовой экономический эффект	$NPV_{cp.zod}$	Млн руб	$NPV_{cp.zod} = NPV \cdot a$	43,5
6	Индекс доходности	ИД	О.е.	$ИД = \frac{\sum_{t=0}^T (\Pi_t - O_t) \cdot d_t}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot d_t}$	3,96

Согласно приведенным расчетам, внедрение частотно-регулируемого электропривода насоса оборотной системы водоснабжения является экономически эффективным мероприятием для предприятия.

Пример 4.3. Для автоматизации расчетов показателей экономической эффективности энергосберегающих мероприятий разработаны технико-экономическая модель и программа для ПЭВМ [14], позволяющие решать следующие задачи:

- произвести оценку целесообразности замены морально устаревшего электротехнического оборудования на современное энергоэффективное;
- выполнять оценку экономической и энергетической эффективности внедрения энергосберегающих мероприятий;
- осуществлять оптимальный выбор среди широкого ассортимента современного электротехнического оборудования с учетом ряда факторов.

Программа для оценки эффективности энергосберегающих мероприятий позволяет оценить эффективность замены любого оборудования на более энергоэффективное.

Так, например, для оценки эффективности замены старых светильников с лампами накаливания на энергосберегающие светильники с люминесцентными лампами необходимо ввести следующие данные (рисунок 4.4):

- срок службы светильников, лет;
- количество светильников;
- цену нового светильника и, если известно, ликвидационную стоимость старого светильника;
- номинальную мощность одного источника света в светильнике, срок службы (в часах) и его цену, количество источников света в светильнике;
- время работы светильников;
- желаемый срок реализации проекта, т.е. период, за который пользователь (инвестор) желает оценить показатели эффективности энергосберегающего мероприятия;

- ставку рефинансирования банка (либо процент по кредиту, для определения нормы дисконтирования), стоимость 1 кВт·ч электроэнергии и среднегодовой рост тарифов на электроэнергию, %.

Если оценивается эффективность замены элементов оборудования, например, источников света, то во все окна раздела «Затраты на приобретение оборудования» заносится ноль, а параметры источников света заносятся в раздел «Эксплуатационные затраты».

	Старый электроприбор	Новый электроприбор
Срок службы прибора, лет	10	15
Количество электроприборов	1	1
Цена электроприбора, руб	0	100000

	Старый электроприбор	Новый электроприбор
Мощность, Вт	100	20
Срок службы, ч	1000	8000
Количество	2	2
Цена, руб	800	8000

Время работы, ч/сут	4
Время работы, дн/нед	5
Желаемый срок реализации проекта, мес	36
Ставка рефинансирования %	14
Цена электроэнергии, руб/кВт*ч	173
Среднегодовой рост тарифов на электроэнергию, %	10

Рисунок 4.4 – Диалоговое окно программы «Эффективность энергосбережения» (ввод исходных данных)

В результате работы программы пользователь получает результаты расчетов следующих показателей (рисунок 4.5):

- годовой энергетический эффект;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности;
- сравнительная цена;
- динамический срок окупаемости.

	При заданном сроке реализации	За срок жизни проекта
Динамический срок окупаемости, мес	47 (3,9 лет)	
Срок жизни проекта, мес	<input type="text" value="180,0"/>	
Годовая экономия электроэнергии, кВт*ч	<input type="text" value="166,9"/>	
Чистый дисконтированный доход, руб	<input type="text" value="-20601,11"/>	<input type="text" value="115094,39"/>
Индекс доходности	<input type="text" value="0,79"/>	<input type="text" value="2,15"/>
Сравнительная цена нового прибора, руб	<input type="text" value="119849,7"/>	<input type="text" value="221675,6"/>
Сравнительная цена старого прибора, руб	<input type="text" value="99248,6"/>	<input type="text" value="336769,9"/>

Назад Начало

Рисунок 4.5 – Диалоговое окно программы «Эффективность энергосбережения» (результаты)

ЗАДАНИЕ 4.1. Для варианта задания согласно таблице 4.5 рассчитать показатели экономической эффективности энергосберегающего мероприятия. Результаты представить в виде таблицы 4.4.

ЗАДАНИЕ 4.2. Взять у преподавателя исходные данные по реальному энергосберегающему мероприятию (слушатель может сам предложить энергосберегающее мероприятие для расчета) и выполнить оценку его эффективности с помощью компьютерной программы «Эффективность энергосбережения».

Таблица 4.5 – Мероприятия по энергосбережению

№	Наименование мероприятия	Экономия ТЭР			Годовой экономический эффект		Кап. вложения, тыс. руб
		Эл. энергия, тыс. кВт-ч	Тепловая энергия, Гкал	Топливо, т у.т.	В условном топливе, т у.т.	тыс. руб.	
1	Замена светильников электрического освещения	252,8			70,8	294765	567500
2	Замена ламп ДРЛ250 наружного освещения на светодиодные	63,5			17,8	74041	58756
3	Замена сварочного трансформатора ВМГ-5000 и сварочных полуавтоматов	431,1			120,7	502663	154900
4	Замена печей шахтной цементации механического цеха	629		42,3	218,4	920427	23980000
5	Замена индукционных тигельных печей ИЧТ 31/7,1И1 на плавильные комплексы ОТТО Junker	1424			398,7	1660384	15696000
6	Замена насосов оборотного водоснабжения 14НДС	78,6			22,0	91648	335560
7	Модернизация системы снабжения сжатым воздухом	3129			876,1	3648414	5128000
8	Внедрение новой формовочной линии «HWS» в ЦВПЧ	1791			501,5	3088306	22800000
9	Внедрение устройства управления энергопотреблением в ТП10-1	7			2,0	8162	25500
10	Внедрение регулируемого электропривода насоса сетевой воды	13,1			3,7	15275	39440
11	Замена цеховых трансформаторов ТП6-3	16,4			4,6	19122	88202
12	Внедрение автоматических БСК на стороне 0,4 кВ ТП10-2	16,3			4,6	19006	66861
13	Установка теплоотражающих экранов за отопительными приборами	-	3,0	-	0,53	1396,4	1107,5
14	Терморенновация здания АБК	-	80,22	-	14,04	37516,96	362614
15	Замена остекления в здании АБК	-	49,9	-	8,73	23327,0	89784
16	Внедрение автоматики на снижение температуры в нерабочее время	-	53,9	-	9,43	25222,59	81800
17	Внедрение водогрейного котла для технологических нужд	-	-	101,5	101,5	284920,6	2686976
18	Замена теплогенераторов ТГТ-30 в сборочном цехе	-	-	209,0	209,0	586683,9	348816,0

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

5.1. Расчет расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию

Тепловая энергия, потребляемая на отопление и вентиляцию, нормируется на суммарный объем отапливаемых зданий и сооружений, количество суток отопительного периода, разницу между температурой внутри помещений и средней температурой наружного воздуха за отопительный период. Расход тепловой энергии на отопление зданий за отопительный период определяется по формуле:

$$Q_o = q_o \times V \times (t_v - t_n) \times n \times z_o \times 0,000001, \text{ Гкал/год,}$$

где q_o - удельная тепловая отопительная характеристика, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{ч})$;

V - объем отапливаемых зданий по наружному обмеру, м^3 ;

t_v - нормируемая температура внутри помещений, $^\circ\text{C}$;

t_n - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, для Гомельской области равна -1°C ;

n - продолжительность отопительного периода, для Гомельской области принимается равной 188 суток;

z_o - время работы системы отопления или вентиляции в сутках.

Аналогично определяется расход тепловой энергии на вентиляцию.

Удельная норма расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, $Q_{уд}$, определяется следующим образом:

$$Q_{уд} = \frac{(Q_o + Q_v) \cdot 1000000}{V \cdot n \cdot (t_v - t_n)}, \text{ Мкал}/(\text{тыс.м}^3 \cdot \text{сут} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Пример 5.1. Расчет годового расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию предприятия.

Дано: суммарный объем отапливаемых помещений по наружному обмеру равен 3660 м^3 , в том числе 752 м^3 – помещения офиса и 2908 м^3 – помещения цеха.

Удельная отопительная характеристика составила для помещений офиса – 0,43, для помещений цеха – 0,6 ккал/($\text{м}^3 \cdot \text{°C} \cdot \text{ч}$).

Удельная вентиляционная характеристика составила для помещений офиса – 0,09, для помещений цеха – 0,6 ккал/($\text{м}^3 \cdot \text{°C} \cdot \text{ч}$).

Внутренняя температура для помещений офиса – 20 °C , для производственных помещений – 16 °C .

Число часов работы системы отопления в сутки – 24 ч, число часов работы вентиляции производственных помещений – 8 ч.

На основании указанных исходных данных, определяется расчетная тепловая нагрузка системы отопления за отопительный период. Исходные данные и результаты расчета представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет годового расхода тепловой энергии на обогрев и вентиляцию зданий

Наименование зданий и сооружений	Объем помещений, м^3	q_o	q_v	Температура внутри помещения, °C	Z_o , ч	Z_v , ч	Расход тепла на отопление, Гкал	Расход тепла на вентиляцию, Гкал
		ккал/ ($\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}$)						
Помещения офиса	650	0,43	0,09	20	24	8	26	2
Производственные помещения	2700	0,60	0,60	16	24	8	124	41
Всего	3350			16,8			150	43

Удельная норма расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, отнесенная на кубический метр зданий, сутки и разницу температур (средняя температура внутри помещений составила $16,8 \text{ °C}$), равна:

$$Q_{\text{уд}} = \frac{(150 + 43) \cdot 1000000}{3350 \cdot 188 \cdot (16,8 - (-1))} = 17,2 \text{ Мкал}/(\text{тыс.м}^3 \cdot \text{сут.} \cdot \text{°C}).$$

5.2. Расчет расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение

Тепловая энергия на горячее водоснабжение нормируется на одного работающего в год с разбивкой по кварталам. Годовое количество тепловой энергии на горячее водоснабжение определяется как:

$$Q_{ГВ} = \frac{H \cdot m \cdot c_{в} \cdot n \cdot (t_{г} - t_{х})}{1000000}, \text{ Гкал/год,}$$

где H – норма расхода горячей воды на одного потребителя, например, равна 24 кг в смену на одного рабочего и 7 кг на ИТР;

m – число работающих;

c – теплоемкость воды, равна 1 ккал/(кг · °С);

n – количество суток работы одного работающего в году, принимается по данным предприятия. При отсутствии данных можно принять 250 – 230 дней;

$t_{г}$ – температура горячей воды, равна 55 °С;

$t_{х}$ – температура холодной воды: зимой равна 5 °С, летом 15 °С, для упрощения в среднем может приниматься равной 10 °С.

Годовой расход тепловой энергии на горячее водоснабжение душевых установок определяется по формуле:

$$Q_{душ} = G_{в} \cdot c_{в} \cdot (t_{г} - t_{х}) \cdot K \cdot T \cdot n \cdot 0,000001 \text{ Гкал,}$$

$G_{в}$ – часовой расход горячей воды на одну душевую установку, равен 270 кг/ч;

K – количество душевых установок;

T – продолжительность работы душевых в сутки, ч.

Пример 5.2. Расчет тепловой энергии на горячее водоснабжение для условного предприятия.

Дано: среднесписочная численность работающих на предприятии – 63 чел. (из них ИТР 24 чел.). На предприятии имеется 3 душевые установки, продолжительность работы которых в сутки составляет в среднем 2 часа. Норма расхода горячей воды равна 24 кг в смену на одного рабочего и 7 кг на ИТР.

Тогда годовое количество тепловой энергии на горячее водоснабжение производственного персонала равно:

$$Q_{ГВ} = (24 \times 39 + 7 \times 24) \times 1 \times 250 \times (55 - 10) / 1000000 = 12,4 \text{ Гккал/год,}$$

$$Q_{душ} = 270 \times 1 \times (55 - 10) \times 3 \times 2 \quad 250 \times 0,000001 = 18,2 \text{ Гккал/год.}$$

Суммарное количество тепла на горячее водоснабжение равно:

$$Q_{ГВС} = Q_{ГВ} + Q_{душ} = 12,4 + 18,2 = 30,6 \text{ Гккал/год.}$$

Удельная норма расхода теплоты на горячее водоснабжение на одного работающего равна:

$$C_{ГВС} = Q_{ГВС} / m = 30,6 / 63 \times 1000 = 486 \text{ Мккал./}(чел.год).$$

5.3. Расчет энергоэффективности термореновации стен зданий

Экономический эффект от термореновации ограждающих конструкций зданий обусловлен увеличением термосопротивления ограждающих конструкций и уменьшением тепловых потерь через них.

Снижение тепловых потерь через стены достигается устройством дополнительной (внешней или внутренней) тепловой изоляции. Для климатических условий Беларуси предпочтительна, с теплофизической точки зрения, внешняя тепловая изоляция.

Для повышения сопротивления теплопередаче стен до нормативных уровней согласно ТКП 45-2.04-43-2006 необходимо проведение утепления стен. Одним из путей уменьшения теплопроводности строительных конструкций является утепление наружных стен методом «Термошуба».

Система «Термошуба» позволяет:

- утеплять стены зданий любой этажности и огнестойкости, как при новом строительстве, так и при реконструкции существующих эксплуатируемых зданий без усиления стен и фундаментов;

- экономить эксплуатируемые площади за счет размещения утепления снаружи стен;

- защитить наружные поверхности стен от разрушения;

- выполнять работы по утеплению при любых погодных условиях в диапазоне температур от 25°C до -12°C;

- применять специально предназначенную для стен высококачественную экономную плиту.

Таблица 5.2 –Материалы для выполнения теплоизоляции зданий

Наименование материала	Ед. измерения	Расход на 1 м ²
Плита фасадная (утеплитель)	м ²	1,06
Смесь клеевая	кг	12
Защитно-отделочная штукатурка	кг	4
Стеклосетка	м ²	1,35
Дюбеля L-120, не более	шт	8
Фасадная краска (в два слоя)	кг	0,6

Тепловая энергия расходуется на возмещение тепловых потерь через ограждающие конструкции здания и на нагревание инфильтрирующегося наружного воздуха.

Потери тепла через ограждающие конструкции зданий, обусловленные конвективным теплообменом, определяются согласно методике, изложенной в [6], по формуле:

$$Q_{огр.} = \frac{F \cdot (t_{вн.} - t_{н.ср.}) \cdot (1 + \sum \beta) \cdot n}{R_T},$$

F – расчетная площадь ограждающей конструкции, м²;

R_T – сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, м²·°C/Вт;

$t_{вн.}$ – расчетная температура воздуха внутри помещения, °C;

$t_{н.ср.}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C;

β – добавочные потери теплоты в долях от основных потерь;

n – коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху [12].

Величина сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции R_T определяется по формуле [12]:

$$R_T = \frac{1}{\alpha_в} + R_k + \frac{1}{\alpha_н},$$

где $\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающей конструкции, Вт/м²·°C;

α_n – коэффициент теплоотдачи наружной поверхности ограждающей конструкции для зимних условий, Вт/м²·°С;

R_k – термическое сопротивление ограждающей конструкции, м²·°С/Вт.

Значения величин α_v и α_n принимаются по [12].

Термическое сопротивление ограждающей конструкции R_k определяется по формуле:

$$R_k = R_1 + R_2 + \dots + R_n ,$$

где R_1, R_2, \dots, R_n – термические сопротивления отдельных слоев конструкции, м²·°С/Вт.

Термическое сопротивление слоя конструкции определяется по формуле:

$$R = \frac{\delta}{\lambda} ,$$

δ – толщина слоя, м;

λ – коэффициент теплопроводности материала слоя многослойной ограждающей конструкции в условиях эксплуатации, Вт/м·°С.

Значения коэффициента λ принимаются по [12] в зависимости от материала слоя многослойной ограждающей конструкции.

Согласно [12] нормативное сопротивление теплопередаче для наружных стен из штучных материалов при реконструкции (модернизации) здания должно быть $R_{т.норм.} = 3,2$ м²·°С/Вт.

5.4. Расчет энергоэффективности замены окон зданий

Сопротивление теплопередаче окон с двойным остеклением в деревянных отдельных переплетах согласно [12] составляет $R_{т.} = 0,42$ м²·°С/Вт, а в металлических отдельных переплетах $R_{т.} = 0,34$ м²·°С/Вт; витражи в металлических отдельных переплетах – $R_{т.} = 0,34$ м²·°С/Вт. Нормативное сопротивление теплопередаче для заполнений световых проемов при реконструкции (модернизации) должно быть $R_{т.норм.} = 1,0$ м²·°С/Вт.

Экономический эффект от внедрения энергоэффективных оконных блоков достигается за счет [5]:

- увеличения термосопротивления оконных блоков и уменьшения расхода тепловой энергии на компенсацию потерь тепла;

- увеличения коэффициента воздухопроницания и уменьшения расхода тепловой энергии на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели оконных проемов;
- увеличения срока службы и отсутствия эксплуатационных затрат (оклейка, покраска).

Расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через оконные проемы определяется следующим образом:

$$Q = Q_{om} + Q_u, \text{ Гкал.}$$

Основной годовой расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов рассчитывается по формуле:

$$Q_{om} = F_o / R_m \times (t_{вн} - t_n) \times n \times T_{от} \times 10^{-6}, \text{ Гкал,}$$

где F_o – площадь ограждающих конструкций оконных проемов, m^2 ;

R_m – сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций оконных проемов, $m^2 \text{ } ^\circ\text{C ч/ккал}$;

$t_{вн}$, t_n – расчетные температуры воздуха внутри помещения и наружного воздуха, $^\circ\text{C}$;

n – коэффициент, зависящий от положения наружной поверхности ограждающих конструкций оконных проемов по отношению к наружному воздуху, принимаемый согласно СНБ 2.01.01-93 «Строительная теплотехника»;

$T_{от}$ – длительность отопительного периода, суток;

Добавочный годовой расход теплоэнергии на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели ограждающих конструкций оконных проемов рассчитывается по формуле:

$$Q_u = 0,24 \times A \times G \times F_o \times (t_{вн} - t_n) \times T_{от} \times 10^{-6}, \text{ Гкал,}$$

где A – коэффициент, учитывающий влияние встречного теплового потока, для окон и балконных дверей с отдельными переплетами $A = 0,8$, со спаренными переплетами $A = 1,0$;

G – количество воздуха, поступающего в помещения жилых и общественных зданий путем инфильтрации через окна и балконные двери, определяемое по формуле:

$$G = \Delta P / R_u, \text{ кг}/(\text{м}^2 \text{ч}),$$

где R_u – сопротивление воздухопроницанию оконных блоков $\text{м}^2 \text{ч}$ Па/кг;

ΔP – разность давления воздуха у наружной и внутренней поверхностей ограждающих конструкций оконных проемов (Па), определяемая по формуле:

$$\Delta P = 0,55 \times H \times (p_n - p_v) + 0,03 \times p_n \times V_{cp}^2, \text{ Па},$$

где H – высота здания от поверхности земли до верха карниза, м;

V_{cp}^2 – максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, повторяемость которых составляет 16% и более, принимаемая по таблице 4.5 СНБ 2.01.01-93 «Строительная теплотехника», м/с;

p_n и p_v – удельный вес внутреннего и наружного воздуха, $\text{Н}/\text{м}^3$.

Годовая экономия тепловой энергии от внедрения энергоэффективных оконных блоков:

$$\Delta Q = Q_{\text{сущ}} - Q_{\text{зам}}, \text{ Гкал},$$

где $Q_{\text{сущ}}$ – годовой расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через существующие ограждающие конструкции оконных проемов, подлежащие замене, Гкал;

$Q_{\text{зам}}$ – годовой расход теплоэнергии на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов, предлагаемые в качестве замены, Гкал.

5.5. Внедрение эффективных пластинчатых теплообменников вместо кожухотрубных

Экономический эффект от внедрения пластинчатых теплообменников достигается за счет [5]:

- * увеличения коэффициента теплопередачи;
- * уменьшения потерь тепловой энергии по сравнению с кожухотрубным теплообменником вследствие уменьшения наружной

поверхности теплообменника (при равной тепловой нагрузке) и более полного использования тепла в процессе теплообмена;

* наличия возможности изменения параметров теплообменника (площади поверхности теплообмена, коэффициента теплопередачи);

* увеличения срока службы, удешевления и простоты обслуживания, отсутствия необходимости в теплоизоляции.

Определение годовой экономии тепловой энергии при установке пластинчатого теплообменника за счет снижения потерь определяется следующим образом:

$$\Delta Q_{\text{пот}} = Q_{\text{кож}} - Q_{\text{пласт}}, \text{ Гкал},$$

где $Q_{\text{кож}}$ - потери тепловой энергии кожухотрубным теплообменником, Гкал;

$Q_{\text{пласт}}$ - потери тепловой энергии пластинчатым теплообменником, Гкал.

Определяем площади наружных поверхностей теплообмена кожухотрубного ($S_{\text{кож}}$) теплообменника:

$$S_{\text{кож}} = \pi \times D \times L \times n, \text{ м}^2$$

где D – наружный диаметр корпуса (секции);

L – длина корпуса (секций);

n – количество корпусов (секций).

Расчет и подбор пластинчатых теплообменников производится организацией-производителем с помощью специальной компьютерной программы на основании данных, предоставляемых заказчиком, при этом для каждой модели и типа теплообменника площадь поверхности теплообмена указана в каталогах выпускаемого оборудования. При отсутствии данных для пластинчатого ($S_{\text{пласт}}$) теплообменника, можно рассчитать по формуле:

$$S_{\text{пласт}} = S_{\text{пласт}} \times n, \text{ м}^2,$$

где $S_{\text{пласт}}$ - площадь наружной поверхности пластины (равна толщине пластины умноженной на длину ее наружного периметра), м^2 ;

n – количество пластин.

Определяем годовые потери тепловой энергии каждым теплообменником ($Q_{\text{кож}}$ и $Q_{\text{пласт}}$) по формуле:

$$Q = S \times q \times (t_1 - t_2) \times n \times T, \text{ Гкал},$$

где S – площадь наружной поверхности теплообмена, м^2 ;

q – плотность теплового потока, $\text{ккал}/\text{м}^2$ (табл. 3 СНИП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»);

$(t_1 - t_2)$ – разность температур наружной поверхности теплообменника и внутреннего воздуха в помещении, $^{\circ}\text{C}$;

n – продолжительности периода работы теплообменника в году, суток;

T – число часов работы теплообменника в сутки, ч/сутки.

Определение экономии тепловой энергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи:

$$\Delta Q_m = Q_{\text{потр}} \times \frac{(k_{\text{пласт}} - k_{\text{кож}})}{k_{\text{кож}}}, \text{ Гкал},$$

где $Q_{\text{потр}}$ – годовая потребность в тепловой энергии;

$k_{\text{пласт}}$, $k_{\text{кож}}$ – коэффициенты теплопередачи.

Коэффициент теплопередачи у пластинчатых теплообменников, как правило, на 5-10% выше, чем у кожухотрубных.

Определение годовой экономии тепловой энергии:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{пот}} + \Delta Q_m, \text{ Гкал},$$

где $\Delta Q_{\text{пот}}$ – снижение годового расхода теплоэнергии на компенсацию ее потерь при замене кожухотрубного теплообменника на пластинчатый, Гкал;

ΔQ_t – годовая экономия теплоэнергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи, Гкал.

5.6 Расчет энергоэффективности внедрения регуляторов расхода тепловой энергии

Эффект от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии имеет следующие составляющие:

- поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха;

- ликвидация весенне-осенних перетопов зданий;

- автоматическое снижение потребления тепловой энергии системой отопления здания в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;

- поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС;

- автоматическое снижение температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС;

- поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки;

- автоматическое включение вентиляционной установки в рабочее время и отключение в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;

- ограничение температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть.

Экономия тепловой энергии за счет поддержания комфортной температуры воздуха в помещениях жилых, общественных и производственных зданий путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 1 Q_o^{zod} = 0,02 \times Q_o^{zod}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет ликвидации весенне-осенних перетопов в помещениях жилых, общественных и производственных зданий составляет 12 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 2 Q_o^{zod} = 0,12 \times Q_o^{zod}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения потребления тепловой энергии системой отопления общественных и производственных зданий в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 23 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 3Q_o^{год} = 0,23 \times Q_o^{год}, \text{ ккал.}$$

Для систем отопления жилых зданий не практикуется автоматическое снижение потребления тепловой энергии.

Экономия тепловой энергии за счет поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС жилых, общественных и производственных зданий составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 1Q_{г.в.}^{год} = 0,02 \times Q_{г.в.}^{год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время в жилых зданиях составляет 13 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение. Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС, общественных и производственных зданий составляет 21 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 2Q_{г.в.}^{год} = (0,13 \text{ или } 0,21) \times Q_{г.в.}^{год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет поддержания комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки составляет 9 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 1Q_{г.}^{200} = 0,09 \times Q_{г.}^{200}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического включения вентиляционной установки в рабочее время и отключение в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 2Q_{г.}^{200} = 0,02 \times Q_{г.}^{200}, \text{ ккал.}$$

Годовая экономия тепловой энергии $\Delta Q^{\text{год}}$ составит:

$$\Delta Q^{200} = \Delta 1Q_o^{200} + \Delta 2Q_o^{200} + \Delta 3Q_o^{200} + \Delta 1Q_{Г.В.}^{200} + \Delta 2Q_{Г.В.}^{200} + \Delta 1Q_B^{200} + \Delta 2Q_B^{200}, \text{ ккал.}$$

ЗАДАНИЕ 5. В соответствии с вариантом задания (табл. 5.2) выполнить расчет тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение объектов (расположение объектов в Гомельской области и Витебской области). Выполнить анализ полученных результатов и подготовить предложения по возможному снижению расхода тепловой энергии (исходные данные по ограждающим конструкциям и системам теплоснабжения взять у преподавателя).

Таблица 5.2. – Задание для самостоятельной работы

№	Наименование здания, объем V, м ³	Численность работающих/ ИТР, чел	Кол-во душевых сеток
1	Ремонтный цех – 2500, компрессорная – 1500	78/15	5
2	Деревообрабатывающий цех – 4500, гараж – 2500, компрессорная – 500	150/25	6
3	Гальванический цех – 7000, ремонтный участок – 2500, компрессорная – 500	150/25	8

4	Деревообрабатывающий цех – 6500, ремонтный участок – 2500, компрессорная – 500	56/10	4
5	Клуб – 6500, кинотеатр – 5000, баня – 2500, деревообрабатывающий цех – 4500	34/5	1
6	Гальванический цех – 2500, ремонтный участок – 1500	100/30	4
7	Деревообрабатывающий цех – 2500, гараж – 1500, компрессорная – 750	134/28	4
8	Кинотеатр – 6500, магазин – 1500, баня – 1500, кузнечный цех – 4500, ремонтный участок – 1500	150/23	6
9	Ремонтный цех – 4500, компрессорная – 1800	58/13	2
10	Деревообрабатывающий цех – 4500, ремонтный участок – 1500, компрессорная – 850	98/10	2
11	Подразделение предприятия (по предложению слушателя)	фактические данные	фактические данные

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковалев, В. В. Финансовый анализ: Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности.– М.: Финансы и статистика, 1996.
2. Поспелова, Т.Г. Основы энергосбережения. – Мн.: УП «Технопринт», - 2000. – 356 с.
3. Инструкция по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий. Утверждено постановлением министерства экономики Республики Беларусь, министерства энергетики Республики Беларусь и комитета по энергоэффективности при совете министров Республики Беларусь 24 декабря 2003 г. № 252/45/7.
4. Инструкция по расчету целевых показателей по энергосбережению (утверждена Председателем Госстандарта РБ 07.02.2011).
5. Анализ хозяйственной деятельности в промышленности/под общ. ред. В.И. Стражева. Мн.: 2003.
6. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий (с изменениями и дополнениями). Комитет по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь, Мн., 2003.
7. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
8. Управление инвестициями: в 2-х томах/ В.В. Шеремет, В.М. Павлюченко, В.Д Шапиро и др. – М.: Высшая школа, 1998.
9. О комплексной финансовой оценке технических характеристик распределительных трансформаторов с точки зрения конечного потребителя /Л.Н. Стабровский //Энергия и Менеджмент.– 2005.– № 3.– С. 31–35.
10. Понижение с повышением / В. Панов // Промышленная безопасность.– 2008.– № 4.– С. 35–36.
11. ТКП 45-2.04-43-2006 Строительная теплотехника.
12. Колесник Ю.Н. Многофакторная оценка эффективности распределительных трансформаторов в условиях роста цен на электроэнергию / Ю.Н. Колесник, М.Н. Кузнецов, В.В. Савочкина // Вестник УО ГГТУ им.П.О. Сухого, – 2010. – №3.
13. Колесник Ю.Н. Оценка эффективности долгосрочных энергосберегающих мероприятий с учётом роста цен на электроэнергию / Ю.Н. Колесник, А.В. Иванейчик, М.Н. Кузнецов // Энергетика и ТЭК №11. – Мн. – 2008. – с. 40-42.
14. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. – М.: Издательство «Мастерство», 2002. – 320 с: ил.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА.....	4
2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	11
3. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ.....	37
4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	42
4.1. Общие положения оценки эффективности энергосбережения.....	42
4.2. Действующие критерии оценки эффективности энергосберегающего мероприятия.....	44
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ.....	61
5.1. Расчет расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию...	61
5.2. Расчет расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение.....	63
5.3. Расчет энергоэффективности термореновации стен зданий.....	64
5.4. Расчет энергоэффективности замены окон зданий.....	66
5.5. Внедрение эффективных пластинчатых теплообменников вместо кожухотрубных.....	68
5.6. Расчет энергоэффективности внедрения регуляторов расхода тепловой энергии.....	70
ЛИТЕРАТУРА	75

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Колесник Юрий Николаевич

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ

Практикум

**по одноименному курсу для слушателей
специальности 1-59 01 01 «Охрана труда
в машиностроении и приборостроении»
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

В авторской редакции

Подписано в печать 04.06.13.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 4,37.

Изд. № 11.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр Учреждения образования

«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48