



Министерство образования  
Республики Беларусь

**БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

---

---

**Кафедра «Электроснабжение»**

**В.А. Анищенко  
Н.В. Токочакова  
О.В. Фёдоров**

**ИНВЕСТИЦИИ В СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ**

***Учебно-методическое пособие***

**М и н с к 2 0 0 9**

Министерство образования Республики Беларусь  
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

---

---

Кафедра «Электроснабжение»

В.А. Анищенко  
Н.В. Токочакова  
О.В. Фёдоров

ИНВЕСТИЦИИ В СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ

*Учебно-методическое пособие*

*Рекомендовано учебно-методическим объединением  
высших учебных заведений Республики Беларусь по образованию  
в области энергетики и энергетического оборудования*

М и н с к 2 0 0 9

УДК [658.26:621.311]:330.322(075.8)

ББК 65.263я7

А 67

Рецензенты:

*И.И. Сергей, В.Н. Нагорнов*

**Анищенко, В.А.**

А 67      Инвестиции в системы электроснабжения и энергоэффективность промышленных предприятий: учебно-методическое пособие / В.А. Анищенко, Н.В. Токочакова, О.В. Фёдоров. – Минск: БНТУ, 2009. – 93 с.

ISBN 978-985-525-107-2.

В учебно-методическом пособии изложена методика технико-экономической оценки инвестиций в системы электроснабжения промышленных предприятий. Даны определения основных показателей энергоэффективности инвестиционных проектов, произведен анализ особенностей сопоставления вариантов энергоснабжения.

Рассмотрены проблемы эффективного использования топливно-энергетических ресурсов и энергосберегающие мероприятия на промышленных предприятиях. Проведен анализ показателей энергоэффективности работы промышленных предприятий и методы их нормирования. Изложена методика малозатратного энергосбережения.

Учебно-методическое пособие подготовлено в творческом содружестве кафедр электроснабжения Белорусского национального технического университета, Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого и кафедры управления инновационной деятельностью Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева.

УДК [658.26:621.311]:330.322(075.8)  
ББК 65.263я7

ISBN 978-985-525-107-2

© Анищенко В.А., Токочакова Н.В.,  
Фёдоров О.В., 2009  
© БНТУ, 2009

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Методика оценки эффективности инвестиционных проектов	6
1.1. Общие положения методики	6
1.2. Основные показатели эффективности проектов	11
1.3. Техничко-экономическая оценка проектов	13
1.4. Метод приведённых затрат	19
1.5. Сопоставимость инвестиционных проектов	24
2. Особенности технико-экономических сопоставлений вариантов электроснабжения	28
2.1. Определение составляющих приведённых затрат вариантов электроснабжения	28
2.2. Сопоставление вариантов электроснабжения с разной надёжностью	33
2.3. Сопоставление вариантов электроснабжения с разной потребляемой реактивной мощностью	35
2.4. Выбор типа, мощности и мест установки компенсирующих устройств	37
2.5. Определение технико-экономических показателей выбранного варианта электроснабжения	42
3. Энергоэффективность промышленных предприятий	45
3.1. Проблемы эффективного использования топливно-энергетических ресурсов	45
3.2. Энергосберегающие мероприятия на промышленных предприятиях	49
3.3. Показатели энергоэффективности промышленных предприятий и их нормирование	56
3.4. Энергетические расходные характеристики потребителей электроэнергии	64
3.5. Информационное обеспечение промышленных предприятий как объектов электропотребления	69
3.6. Малозатратное энергосбережение	74
3.7. Регрессионные модели электропотребления	80
3.8. Тарифы и режимы электропотребления	86
Литература	90

## ВВЕДЕНИЕ

В условиях перехода к рыночной экономике технико-экономическое обоснование принимаемых решений приобретает существенные отличия по сравнению с плановой экономикой. Один и тот же проект может иметь хорошие показатели для условий одной страны и быть непригодным для условий другой. Более того, даже для одной страны проект может быть окупаемым при расчетах в долларах или евро и некупаемым при расчете в рублях.

Технико-экономическая оценка вариантов особенно актуальна в электроснабжении промышленных предприятий, поскольку здесь, как ни в одной другой отрасли, техника и экономика органически связаны друг с другом. Выбор схемных решений как внешнего, так и внутреннего электроснабжения, выбор напряжений питания потребителей, оптимальной мощности применяемых трансформаторов и электродвигателей и даже такая техническая задача, как расчет компенсации реактивной мощности – все это решается с использованием экономических критериев.

В последние десятилетия одной из приоритетных в мире является проблема энергообеспечения, в частности энергосбережение, т.е. экономичное использование топливно-энергетических ресурсов, которому в развитых странах уделяется большое внимание в рамках общенациональных программ.

Эта проблема приобрела особую остроту в Республике Беларусь в связи с нехваткой собственных первичных энергоресурсов, резким удорожанием импортного топлива и высокой (по сравнению с промышленно развитыми странами) энергоемкостью выпускаемой продукции.

Существует необходимость оценки эффективности инвестиций, вкладываемых как в проектируемые системы электроснабжения предприятий, так и в их реконструкцию и инновационные энергосберегающие технологии, внедряемые на предприятиях и приводящие к экономии потребляемой электроэнергии без снижения объемов производимой продукции.

Предлагаемое учебно-методическое пособие написано в соответствии с современными методиками, принятыми в развитых странах, в том числе в Республике Беларусь и в России, с использованием опыта и рекомендаций Мирового банка.

Постановка и решение технико-экономических задач при проектировании систем электроснабжения и выборе энергосберегающих мероприятий рассматриваются с учетом особенностей работы электроэнергетических систем и факторов, влияющих на энергоэффективность производства и потребления электрической энергии, так как только при правильной формулировке задачи в каждом конкретном случае имеют место корректные экономические расчеты и количественные оценки эффективности технических решений. В издании приводятся методические рекомендации по выполнению таких расчетов и численные примеры.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов высших учебных заведений электроэнергетического профиля. В то же время оно может быть полезным для учащихся средних специальных учебных заведений, а также инженеров, работа которых связана с электроснабжением промышленных предприятий.

# 1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

## 1.1. Общие положения методики

При решении технико-экономических задач в настоящее время получили широкое распространение термины «инвестиции», «инновации», «энергоэффективность».

Под *инвестициями* понимают денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, вкладываемые в проектируемые объекты в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта [1].

*Инвестиционный проект* – обоснование экономической целесообразности объема и сроков осуществления капитальных вложений.

Аналогичное понятие вкладывается в понятие «инновационный проект».

*Инновация* (от англ. innovation – нововведение) определяется как конечный продукт инновационного процесса, получившего воплощение в виде новой или усовершенствованной продукции или технологии.

*Инновационный процесс* включает научно-исследовательские, опытно-конструкторские, проектно-технологические и экспериментальные работы, а также работы по производству и эксплуатации новой продукции, технологических процессов и способов организации производства труда и управления.

Под *энергоэффективностью* понимают эффективное использование топливно-энергетических ресурсов всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне развития техники и технологий [2]. Повышение энергоэффективности достигается за счет внедрения инновационных, энерго-сберегающих технологий.

Решение задачи экономического роста требует создания инвестиционной среды. Инвестиции обеспечивают расширение объема производства и поднимают экономику на новый, более высокий уровень.

Перевод экономики на инновационный путь развития повышает конкурентоспособность предприятий.

Оптимизация методов управления инвестициями и инновациями позволяет наилучшим способом реагировать на изменение внутренних и внешних факторов и повысить эффективность работы предприятий.

В качестве основного документа, регламентирующего технико-экономические расчеты, приняты «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» [3], выпущенные в 2000 году и полностью соответствующие международной методике UNIDO.

Согласно этому документу в основе принятия решения о приемлемости проекта лежит определение его ценности.

*Ценность проекта* – это разница между выгодами, которые он сулит и затратами на его реализацию и эксплуатацию за время, определяющее срок службы проекта (горизонт расчета), т.е.

$$\mathcal{E}_n = P_n - Z_n, \quad (1.1)$$

где  $\mathcal{E}_n$  – ценность, или эффект по проекту;

$P_n$  – выгоды, или поступления по проекту;

$Z_n$  – затраты, или расходы по проекту;

$n$  – горизонт расчета (количество лет).

*Поступления* складываются из всех платежей за произведенную по проекту продукцию и оказанные услуги. Сюда включены продажи за наличные, по которым деньги уже получены, и продажи, по которым платежи еще не поступили, но покупатели стали должниками. Доходы от продажи планируются путем умножения прогнозируемого объема реализации продукции проекта на рыночные или контролируемые цены. К прочим поступлениям относятся субсидии и иные доходы (например, арендная плата за пользование собственностью проекта), которые, вместе с доходами от продаж, дают полную сумму текущих поступлений. В сумму поступлений входит также выручка от продажи активов проекта.

Расходы равняются всем платежам за товары и услуги, используемые для выпуска продукции проекта, и делятся на две группы: *эксплуатационные расходы и капитальные затраты (вложения)*.

В эксплуатационные расходы входят оплата труда, материалов и топлива, арендная плата, оплата коммунальных, общих и административных услуг, налоги, а также платежи за иные товары или услуги, необходимые для выпуска продукции проекта. Эксплуатационные расходы, в том числе расходы на техническое обслуживание и текущий ремонт, имеют место каждый год, начиная с первого дня ввода проекта в эксплуатацию. Эксплуатационные расходы



оплачиваются из общих доходов предприятия. Как и доходы, подсчитываемые за каждый период, эксплуатационные (текущие) расходы включают также неоплаченную задолженность за оказанные проекту услуги. Примером могут служить счета за коммунальные услуги, которые оплачивают за прошедший месяц пользования теплом или электроэнергией.

Капитальными затратами являются *инвестиции*, необходимые для осуществления проекта. К ним относятся расходы на замену или модернизацию фондов, которые износились в ходе хозяйственной деятельности проекта, а также расходы на капитальный ремонт для поддержания в рабочем состоянии фондов проекта в период проведения анализа. Если, например, анализ охватывает 10 или 20 лет, то возможно, что оборудование пришлось заменить не один раз, а инфраструктура и другие основные сооружения нуждаются в реконструкции.

Для оценки рентабельности проекта в данном случае необходимо использовать контролируемые государством цены. Управляемые цены устанавливаются правительственным органом и направлены на обеспечение фиксированного уровня субсидий.

После оценки потоков проектируемых расходов и поступлений следует этап калькуляции интегральных показателей достоинства проекта. К ним относятся *чистый дисконтированный доход (ЧДД)*, *внутренняя норма дохода (рентабельности) (ВНД)*, *индекс доходности (ИД)*, *срок окупаемости ( $T_{ок}$ )*.

Прежде чем дать определение этих показателей, необходимо ввести еще три понятия: альтернативная стоимость, дисконтирование и приращенные выгоды и затраты.

1. *Альтернативная стоимость*. Любые экономические ресурсы потенциально могут быть использованы несколькими различными способами. Использование ресурсов на одни цели неизбежно исключает возможность их иного использования. Альтернативная стоимость ресурса, использованного определенным образом, определяется ценностью, которую он мог бы иметь при использовании наилучшим из возможных альтернативных способов.

2. *Дисконтирование*. Проектный анализ использует способ приведения текущих и будущих событий в сопоставимый вид, известный как «дисконтирование». Этот способ воспроизводит ту процедуру, которую люди используют при выборе между текущим и будущим потреблением. При дисконтировании берется текущая про-

центная ставка, которая обычно определяется альтернативными инвестиционными возможностями, и производится расчет относительной ценности одинаковых денежных сумм, получаемых или уплачиваемых в различные периоды времени.

Основой дисконтирования является понятие «временного предпочтения», или изменения ценности денег во времени. Это означает, что ранее полученные деньги имеют большую ценность, чем деньги, полученные позднее.

Расчет несложный. Он основан на геометрической прогрессии (см. последующий пример дисконтирования). Первоначально один доллар США (\$1) инвестируется из 10 % годовых. Если процентный доход реинвестируется, то через 3 года вклад составит \$1,33. Иначе говоря, в условиях такой экономики, когда процентная ставка достигает 10 %, потребителю все равно – истратить сейчас 1\$ или одолжить \$1 инвестору, который через три года выплатит ему \$1,33. Таким образом, \$1 сейчас эквивалентен \$1,33 через три года.

С точки зрения инвесторов сумма, которую они получают когда-то в будущем, имеет тем меньшую ценность, чем дольше ее придется ожидать, так как тем больше будет сумма упущенных за период ожидания процентных доходов. Как видно из второй серии расчетов, в экономике при процентной ставке 10 % обязательство выплатить \$1 через 5 лет стоит сегодня лишь 62 цента, а через 20 лет – только 15 центов.

Пересчет текущих и будущих сумм в эквивалентные ценности путем дисконтирования позволяет специалистам по экономическому и финансовому анализу определять достоинство проектов на основании приведенной или чистой приведенной ценности настоящих и будущих затрат, а также поступлений или выгод. Затраты и выгоды, подсчитанные за каждый год жизни проекта, а также чистые поступления или выгоды (выгоды-затраты) за каждый год дисконтируются и суммируются для получения общего показателя ценности проекта. Если чистая приведенная ценность проекта положительна, то специалист по проектному анализу придет к выводу о приемлемости проекта, а при отрицательной величине – к выводу о том, что ресурсы, требуемые для проекта, разумнее направить на другие цели.

## Пример дисконтирования

Принятые условия: ставка дисконта  $E_n = 10\%$ ;  
инвестиция = \$1.

		Будущая ценность:
Сейчас:	\$1.	$\$1 = \$1 \cdot 1,10^0$ ;
Через один год:	\$1 + 10 % от \$1.	$\$1,1 = \$1 \cdot 1,10^1$ ;
Через два года:	\$1,10 + 10 % от \$1,1.	$\$1,21 = \$1 \cdot 1,10^2$ ;
Через три года:	\$1,21 + 10 % от \$1,21.	$\$1,33 = \$1 \cdot 1,10^3$ .

### Будущие выплаты в счет погашения долга

Время выплаты, год	Выплата	Коэффициент дисконтирования $(1 + E_n)^{-t}$	Приведенная ценность выпла- чиваемой суммы
Сейчас	\$1	$1,10^{-0}$	$\$1 = \$1 \cdot 1,10^{-0}$
Через год	\$1	$1,10^{-1}$	$\$0,91 = \$1 \cdot 1,10^{-1}$
Через два	\$1	$1,10^{-2}$	$\$0,83 = \$1 \cdot 1,10^{-2}$
Через три	\$1	$1,10^{-3}$	$\$0,75 = \$1 \cdot 1,10^{-3}$
Через пять	\$1	$1,10^{-5}$	$\$0,62 = \$1 \cdot 1,10^{-5}$
Через десять	\$1	$1,10^{-10}$	$\$0,39 = \$1 \cdot 1,10^{-10}$
Через двадцать	\$1	$1,10^{-20}$	$\$0,15 = \$1 \cdot 1,10^{-20}$

3. *Приращенные выгоды и затраты.* Целью проектного анализа является установление различия между ситуациями «с проектом» и «без проекта». Учет «приращенных» в результате проекта выгод и затрат требует уточнения ранее приведенной формулы (1.1). Ценность проекта следует понимать как разность изменения выгоды  $\Delta B$  и изменения затрат  $\Delta Z$  в результате проекта:

$$\Xi = \Delta B - \Delta Z.$$

Подобный подход не эквивалентен сопоставлению ситуации до проекта с ситуацией после его завершения, так как сравнение положений до и после проекта не учитывает изменений в капиталовложениях и производстве, которые произошли бы независимо от проекта, и тем самым ведет к неточному подсчету выгод и затрат, относимых на счет проекта.

Изменение объема производства при отсутствии проекта (т.е. независимо от него) может происходить в двух случаях. В самом обычном (первом) случае рост производства или использования продукции проекта может уже иметь место. Во-втором – изменение объема производства может произойти «без проекта», если фактическое падение производства наступает из-за отсутствия новых капиталовложений. Такое положение возможно при дефиците необходимых ресурсов, отсутствии должного сервиса или при необходимости восстановления и расширения самих производственных мощностей.

## 1.2. Основные показатели эффективности проектов

Приводимые ниже показатели универсальны и применимы в любых отраслях, в том числе в проектировании систем электроснабжения.

*Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (Net Present Value (NPV))* равен разности между текущей ценностью потока будущих доходов или выгод и текущей ценностью потока будущих затрат на осуществление, эксплуатацию и техническое обслуживание проекта на всем протяжении срока его жизни.

ЧДД можно рассматривать как текущую ценность потока доходов или выгод от сделанных капиталовложений. В финансовом анализе рентабельности ЧДД представляет собой текущую ценность потока чистых поступлений, получаемых лицом или фирмой, в интересах которых предпринимается проект.

Для калькуляции ЧДД по проекту необходимо определить соответствующую ставку дисконта, использовать ее для дисконтирования потоков выгод и затрат, а затем суммировать полученные приведенные ценности. В анализе финансовой рентабельности ставка дисконта обычно является стоимостью капитала для фирмы. В случае экономического анализа ставка дисконта должна представлять собой альтернативную стоимость капитала, т.е. прибыль, которая могла бы быть получена при инвестировании в альтернативные проекты. Если сумма дисконтированных ценностей имеет положительное значение, проект окажет положительное влияние на результаты деятельности фирмы или экономики в целом и может быть рекомендован для финансирования. Величина ЧДД рассчитывается по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - Z_t}{(1 + E_n)^t},$$

где  $B_t$  – суммарные выгоды или поступления по проекту в год  $t$ ;

$Z_t$  – затраты или расходы по проекту в год  $t$ ;

$E_n$  – ставка дисконта;

$n$  – срок службы (горизонт расчета) проекта, годы.

*Внутренняя норма дохода (рентабельности) (Internal Rate of Return (IRR))* по проекту равна ставке дисконта, при которой выгоды равны затратам. Иными словами, внутренняя ставка дохода – это ставка дисконта, при которой чистый дисконтированный доход по проекту равен нулю.

*Индекс доходности (ИД)* представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине капиталовложений  $K$ :

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \cdot \sum_{t=1}^n (B_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1 + E_n)^t}.$$

Индекс доходности тесно связан с ЧДД. Он строится из тех же элементов. Его значение связано со значением ЧДД: если ЧДД положителен, то ИД  $> 0$  и наоборот.

Если ИД  $> 0$ , проект эффективен, если ИД  $< 0$  – неэффективен.

*Период окупаемости капиталовложений (Pay Back Period (PBP))* указывает на число лет, требуемых для возмещения капиталовложений в проект за счет чистых выгод от проекта. Этот показатель иногда удобен для быстрого расчета и может указать на вариант проекта, заслуживающий дальнейшего рассмотрения. Однако он не приводит к однозначным выводам. Так, например, один проект, стоимостью в 100 у.е., приносящий ежегодную выгоду в 20 у.е., окупается за 5 лет, а другой, стоимостью 100 у.е., приносящий в первый год выгоду в 1 у.е. и на пятый год выгоду в 99 у.е., окупается также за 5 лет. Однако в первом случае ЧДД положителен, а во втором – отрицателен.

*Срок окупаемости* – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Иными словами, – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные вложения и другие затра-

ты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарными результатами его осуществления.

Результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта, можно вычислять с дисконтированием или без него. Соответственно, получится два различных срока окупаемости. Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования.

### 1.3. Техничко-экономическая оценка проектов

Техничко-экономическую оценку инвестиционных проектов можно разделить на 3 этапа.

1. Оценка чистых сбережений.
2. Оценка инвестиций.
3. Расчет показателей эффективности проекта.

Рассмотрим основные экономические параметры, на основе которых производится оценка инвестиционных проектов.

Важнейшим фактором, влияющим на точность анализа по прибыльности, является использование точных количественных значений экономических параметров, к которым относятся:

- инвестиции  $I_0$ ;
- годовые чистые сбережения  $B_i$ ;
- срок службы проекта  $n$ ;
- номинальная процентная ставка  $E_n \cdot 100$  [%];
- реальная процентная ставка  $r \cdot 100$  [%];
- уровень инфляции  $b \cdot 100$  [%];
- относительная инфляция  $e \cdot 100$  [%].

Годовая чистая экономия – *чистые* ежегодные сбережения, получаемые от соответствующих инвестиций.

Срок службы может быть двояким:

- *экономический срок службы* – время, за которое полностью амортизируется сумма инвестиций;
- *технический срок службы* – физический и практический срок службы инвестиций.

Если некоторые узлы заменяются задолго до того, как они износятся, поскольку на рынке появились новые и более эффективные материалы, то экономический срок службы короче технического. Изменения в стандартах и правилах, ценах на энергию, требованиях

к комфорту и т.д. также могут привести к замене компонентов задолго до того, как они изнасятся в техническом отношении.

Для технико-экономических расчетов и оценок нужно использовать *экономический срок службы*.

*Номинальная процентная ставка (ставка дисконта)  $E_n$*  в финансовых расчетах принимается в размере ставки мобилизации дополнительного капитала. Номинальная процентная ставка обычно выше уровня инфляции.

*Реальная процентная ставка  $r$*  – это номинальная процентная ставка с учетом инфляции, относительного увеличения цен на энергию и возможного относительного увеличения других цен.

Часто очень трудно предсказать изменение реальной процентной ставки в будущем, особенно в странах с экономикой переходного периода. Тем не менее это чрезвычайно важный параметр. Чем дольше экономический срок службы инвестиций, тем более высокую роль будет играть реальная процентная ставка.

*Уровень инфляции  $b$*  определяется как среднее увеличение цен на все потребительские товары в течение каждого года. Инфляцию трудно предугадать. Она может изменяться для различных групп товаров и услуг.

Реальная процентная ставка с учетом инфляции:

$$r = \frac{E_n - b}{1 + b}. \quad (1.2)$$

Если стоимость важных параметров, например цены на энергию, значительно отличается по тенденции развития от средней инфляции, то тогда процентная ставка корректируется по *относительному уровню инфляции  $e$*  этих параметров.

Реальная процентная ставка с учетом уровня инфляции и относительной инфляции

$$r = \frac{1}{1 + e} \left[ \frac{E_n - b}{1 + b} - e \right].$$

При выполнении грубого расчета может использоваться упрощенный расчет реальной процентной ставки:

$$r = E_n - b.$$

Упрощенная форма не должна использоваться в случаях, когда инфляция высокая.

Оценку доходности инвестиций можно произвести следующим образом:

- |   |             |
|---|-------------|
| – по сроку окупаемости (упрощенно)        | $T_{ок};$   |
| – по чистому дисконтированному доходу     | ЧДД;        |
| – по индексу доходности                   | ИД;         |
| – по сроку окупаемости (детальный расчет) | $T_{ок.д.}$ |

К общим параметрам всех методов относятся:

- |                              |                    |
|------------------------------|--------------------|
| – экономический срок службы  | $n_э$ [годы];      |
| – технический срок службы    | $n_т$ [годы];      |
| – инвестиции                 | $I_0$ [руб.];      |
| – годовое чистое сбережение  | $B$ [руб.];        |
| – реальная процентная ставка | $r \cdot 100$ [%]. |

*Оценка инвестиций по упрощенному сроку окупаемости ( $T_{ок}$ )*

Упрощенный срок окупаемости – время, которое необходимо, чтобы инвестиции окупились при получении равных годовых чистых сбережений ( $B_1 = B_2 = \dots = B_n$ ). По истечении этого времени инвестор зарабатывает деньги, пока не будет достигнут экономический срок службы и не потребуются новые инвестиции. Упрощенный срок окупаемости представляет собой отношение инвестиций к годовому чистому сбережению:

$$T_{ок} = I_0 / B \text{ [годы].}$$

Метод расчета с использованием упрощенного срока окупаемости является наиболее удобным инструментом для быстрых расчетов, но он несколько ограничен. Его следует использовать только тогда, когда реальная процентная ставка низкая и срок окупаемости не превышает 4–5 лет при расчете в стабильной валюте и 2–3 года при расчете в рублях.

В этом методе не учитывается стоимость годовых сбережений после срока окупаемости. Поэтому крупные сбережения могут не приниматься во внимание. Общая прибыльность может быть намного больше чем та, что показывается за срок окупаемости.



### *Оценка проектов по чистому дисконтированному доходу (ЧДД)*

Этот метод предполагает учет инфляции. Чтобы суммировать дисконтированную стоимость ежегодных сбережений, необходимо определить контрольный год, с которым можно соотносить все инвестиции и сбережения. При этом не имеет значения, какой год выбирается в качестве контрольного (базисного), поскольку все входящие и исходящие платежи соотносятся с тем же контрольным годом. Обычно выбирается год, в который делаются инвестиции. Чистый дисконтированный доход представляет собой разность дисконтированной чистой выгоды и дисконтированных инвестиций.

Если годовые сбережения каждый год разные и  $B_1 \neq B_2 \neq B_3 \neq \dots \neq B_n$ , то ЧДД рассчитывается по формуле

$$\text{ЧДД} = \left( \frac{B_1}{(1+r)^1} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right) - I_0.$$

Очень часто в проектах развития принимается, что ежегодные чистые сбережения равны между собой, т.е.  $B_1 = B_2 = \dots = B_n$ .

Тогда уравнение для ЧДД упрощается:

$$\text{ЧДД} = B \cdot \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} - I_0.$$

### *Оценка инвестиций по индексу доходности (ИД)*

Индекс доходности представляет собой отношение ЧДД к общим инвестициям:

$$\text{ИД} = \text{ЧДД} / I_0.$$

Наибольший ИД указывает на наиболее прибыльный проект. Метод ИД удобно применять, например, для ранжирования мероприятий по сохранению энергии в порядке их прибыльности.

### *Оценка инвестиций на основании срока окупаемости, рассчитанного с использованием реальной процентной ставки*

Данный метод может применяться только при условии, что  $B = \text{const}$ .

Реальный (детальный) срок  $T_{\text{ок.д}}$  окупаемости проекта рассчитывается исходя из условия, что ЧДД = 0, т.е.

$$\text{ЧДД} = B \cdot \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} - I_0 = 0. \quad (1.3)$$

Используем понятие аннуитета – равномерного распределения чистых сбережений. Тогда условие (1.3) имеет место при значениях коэффициента аннуитета

$$f = \frac{B}{I_0} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}.$$

Коэффициент аннуитета  $f$  показывает размер постоянных ежегодных платежей, современная стоимость которых равна денежной единице для заданного количества лет при заданной процентной ставке  $r$ .

Если известны коэффициент аннуитета  $f$  и реальная процентная ставка  $r$ , то реальный срок окупаемости  $n$  можно найти из табл. 1.1.

Таблица 1.1

Год	Процентная ставка								
	4 %	6 %	8 %	10 %	12 %	15 %	20 %	25 %	30 %
1	1,040	1,060	1,080	1,100	1,120	1,150	1,200	1,250	1,300
2	0,530	0,545	0,561	0,576	0,592	0,615	0,655	0,694	0,735
3	0,360	0,374	0,388	0,402	0,416	0,438	0,475	0,512	0,551
4	0,275	0,289	0,302	0,315	0,329	0,350	0,386	0,423	0,462
5	0,225	0,237	0,250	0,264	0,277	0,298	0,334	0,372	0,411
6	0,191	0,203	0,216	0,230	0,243	0,264	0,301	0,339	0,378
7	0,167	0,179	0,192	0,205	0,219	0,240	0,277	0,316	0,357
8	0,149	0,161	0,174	0,187	0,201	0,223	0,261	0,300	0,342
9	0,134	0,147	0,160	0,174	0,188	0,210	0,248	0,289	0,331
10	0,123	0,136	0,149	0,163	0,177	0,199	0,239	0,280	0,324
11	0,114	0,127	0,140	0,154	0,168	0,191	0,231	0,273	0,318
12	0,107	0,119	0,133	0,147	0,161	0,184	0,225	0,268	0,313
13	0,100	0,113	0,127	0,141	0,156	0,179	0,221	0,265	0,310
14	0,095	0,108	0,121	0,136	0,151	0,174	0,217	0,261	0,308
15	0,090	0,103	0,117	0,131	0,147	0,171	0,214	0,259	0,306

## Внутренняя норма рентабельности или дохода (ВНД)

Как было отмечено выше, ВНД – это такая ставка дисконта, при которой приведенная величина будущей экономии будет равна сумме инвестиций, т.е. когда ЧДД = 0.

Если известны коэффициент аннуитета  $f$  и экономический срок службы  $n$ , то внутреннюю норму рентабельности можно найти из таблицы аннуитета

### Пример 1.1

Известны следующие показатели мероприятия:

- инвестиции  $I_0 = 10,500$  дол. США;
- годовое чистое энергосбережение  $S = 30,000$  кВт·ч/год;
- цена за энергию  $E = 0,06$  дол. США/кВт·ч;
- экономический срок службы  $n_s = 10$  лет;
- номинальная процентная ставка  $E_n \cdot 100 = 30\%$ ;
- инфляция  $b \cdot 100 = 20\%$ .

Какова прибыльность этого мероприятия ?

### Решение

Годовое чистое сбережение в деньгах

$$B = S \cdot E = 30,000 \cdot 0,06 = 1,800 \text{ дол. США/год.}$$

Рассчитываем упрощенный срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{I_0}{B} = \frac{10,500}{1,800} = 5,8 \text{ года.}$$

Реальную процентную ставку определяем с учетом инфляции по формуле (1.2):

$$r = \frac{0,3 - 0,2}{1 + 0,2} = 0,083.$$

Тогда чистый дисконтированный доход

$$\text{ЧДД} = 1,800 \cdot \frac{1 - (1 + 0,083)^{-10}}{0,083} - 10,500 = 1,416 \text{ дол. США}$$

и индекс доходности

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{I_0} = \frac{1,416}{10,500} = 0,13.$$

Т.к. ИД > 0, то данное мероприятие прибыльное.

Произведем детальный расчет срока окупаемости.

Коэффициент аннуитета

$$f = \frac{B}{I_0} = \frac{1,800}{10,500} = 0,17.$$

Из таблицы аннуитета по значениям  $r = 8,3\%$  и  $f = 0,17$  находим срок окупаемости  $T_{\text{ок.д}} = 8,6$  года.

Как видно, результаты упрощенного и детального расчета существенно отличаются.

Определяем внутреннюю норму рентабельности.

Из таблицы аннуитета при значениях  $n = 10$  лет и  $f = 0,17$  находим ВНД = 11,1 %.

Т.к. ВНД превышает реальную процентную ставку, то мероприятие прибыльное.

#### 1.4. Метод приведенных затрат

При одинаковой стоимостной оценке результатов (что характерно для сравнения вариантов электроснабжения) выбор варианта согласно [3] в конечном итоге сводится к сопоставлению приведенных затрат.

*Приведенные годовые затраты*  $Z$  представляют собой сумму текущих затрат и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности:

$$Z = r \cdot K + C, \quad (1.4)$$

где  $r$  – реальная процентная ставка;

$K$  – капитальные вложения (основные фонды);

$C$  – текущие ежегодные эксплуатационные затраты (издержки).

Если сравниваются два варианта, один из которых имеет большие капитальные вложения и большие текущие затраты, то он и является менее экономичным. Однако снижения текущих затрат в большинстве случаев можно добиться за счет применения более прогрессивной, но более дорогой техники.

Таким образом, метод приведенных затрат должен дать ответ на вопрос, что в данных конкретных условиях выгоднее – принять вариант более дорогой, но с меньшими текущими затратами в течение года или вариант более дешевый, но с большими текущими затратами в году.

По приведенным затратам можно сравнивать любое количество вариантов электроснабжения промышленных предприятий с одинаковой степенью надежности и сроком строительства объекта не более 1 года. Экономичным будет тот, у которого приведенные затраты имеют наименьшее значение.

### Пример 1.2

Основные экономические показатели трех сопоставляемых вариантов соответственно равны:

$$\begin{array}{lll} K_1 = 350 \text{ тыс. руб.}; & K_2 = 400 \text{ тыс. руб.}; & K_3 = 450 \text{ тыс. руб.}; \\ C_1 = 70 \text{ тыс. руб.}; & C_2 = 60 \text{ тыс. руб.}; & C_3 = 80 \text{ тыс. руб.} \end{array}$$

Требуется определить, какой из вариантов является наиболее экономичным. При этом предполагается техническая равноценность всех вариантов. Реальная процентная ставка  $r = 0,1$ .

Так как показатели 3-го варианта  $K_3$  и  $C_3$  больше, чем соответствующие показатели первых двух вариантов, то он является наименее экономичным, его следует исключить из рассмотрения.

Приведенные годовые затраты первых двух вариантов равны:

$$Z_1 = r \cdot K_1 + C_1 = 0,1 \cdot 350 + 70 = 105 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_2 = r \cdot K_2 + C_2 = 0,1 \cdot 400 + 60 = 100 \text{ тыс. руб.}$$

Как видно, приведенные годовые затраты варианта 2 меньше приведенных годовых затрат варианта 1, поэтому несмотря на то, что вариант 2 требует больших капитальных затрат, его следует предпочесть за счет экономии на ежегодных эксплуатационных затратах.

Показателем экономичности вариантов могут быть и *суммарные приведенные затраты* за ряд лет.

Суммарные затраты можно получить, поделив годовые приведенные затраты на реальную процентную ставку  $r$ .

$$Z_{\Sigma} = \frac{Z}{r} = K + \frac{C}{r} = K + T_n \cdot C = Z \cdot T_n, \quad (1.5)$$

где  $T_n = \frac{1}{r}$  – нормативный срок окупаемости дополнительных капитальных вложений.

Как видно из формулы (1.5), суммарные затраты  $Z_{\Sigma}$  в  $T_n$  раз больше годовых приведенных затрат  $Z$ . Так как при применении любого показателя ( $Z$  и  $Z_{\Sigma}$ ) соотношение затрат по вариантам остается одним и тем же, то для определения экономичности вариантов могут быть использованы как годовые приведенные затраты  $Z$ , так и суммарные затраты  $Z_{\Sigma}$ .

#### *Коэффициент сравнительной экономической эффективности дополнительных капитальных вложений*

При ограниченном числе вариантов возможно их попарное сравнение по коэффициенту сравнительной экономической эффективности или по сроку окупаемости дополнительных капитальных вложений.

Метод, использующий коэффициент сравнительной экономической эффективности, можно вывести из метода приведённых затрат. Действительно, при сравнении двух вариантов их экономичность определяется из неравенства

$$r \cdot K_1 + C_1 + \begin{matrix} > \\ < \end{matrix} r \cdot K_2 + C_2.$$

Примем, что при этом  $K_2 > K_1$ , а  $C_2 < C_1$ . Данное неравенство можно записать в виде

$$C_1 - C_2 \underset{<}{\overset{>}{>}} r \cdot (K_2 - K_1) \quad \text{или} \quad \frac{C_1 - C_2}{K_2 - K_1} \underset{<}{\overset{>}{>}} r \quad (1.6)$$

Неравенство (1.6) выражает суть метода коэффициента эффективности, которая состоит в том, что определяется ежегодная экономия текущих затрат ( $C_1 - C_2$ ) на каждый рубль дополнительных капитальных вложений ( $K_2 - K_1$ ) и сравнивается с реальной процентной ставкой  $r$ , рассчитанной исходя из номинальных условий. В этом случае ежегодная экономия на рубль дополнительных капитальных вложений показывает значение расчетной (фактической) процентной ставки  $r_p$ , т.е.

$$r_p = \frac{C_1 - C_2}{K_2 - K_1} \underset{<}{\overset{>}{>}} r.$$

Если  $r_p > r$ , то экономичнее вариант с большими капитальными вложениями. При  $r_p < r$  более экономичным является вариант с меньшими капитальными вложениями. Равенство  $r_p = r$  означает экономическую равноценность сопоставляемых вариантов.

### Пример 1.3

Определить наиболее экономичный вариант для условий примера 1.2 методом коэффициента сравнительной эффективности, если проектная ставка  $r = 0,1$ .

Расчетное значение

$$r_p = \frac{C_1 - C_2}{K_2 - K_1} = \frac{70 - 60}{400 - 350} = 0,2.$$

Так как фактическая эффективность  $r_p$  выше проектной ( $0,2 > 0,1$ ), то более экономичным является вариант 2, что совпадает с выводом из примера 1.2.

### *Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений*

Метод срока окупаемости дополнительных капитальных вложений можно вывести из сравнения двух вариантов по суммарным приведенным затратам:

$$K_1 + T_n \cdot C_1 \begin{matrix} > \\ < \end{matrix} K_2 + T_n \cdot C_2,$$

или

$$T_n \cdot (C_1 - C_2) \begin{matrix} > \\ < \end{matrix} K_2 - K_1.$$

Поделив обе части последнего неравенства на  $(C_1 - C_2)$ , получим:

$$\frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} \begin{matrix} > \\ < \end{matrix} T_n.$$

Левая часть неравенства показывает, за сколько лет окупятся дополнительные капитальные вложения  $(K_2 - K_1)$  по более дорогому варианту, если ежегодная экономия текущих затрат составляет  $(C_1 - C_2)$ , т.е. дает значение расчетного (фактического) срока окупаемости

$$T_p = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}.$$

Суть метода заключается в сопоставлении этого срока с нормативным сроком окупаемости  $T_n$ . Если  $T_p > T_n$ , то предпочтительнее вариант более дешевый.

При  $T_p < T_n$  дополнительные капитальные вложения окупаются в приемлемые сроки. Оправданным является вариант с большими капитальными вложениями. При  $T_p = T_n$  варианты экономически равноценны.

### **Пример 1.4**

Определить более экономичный вариант для условий примера 1.2 методом срока окупаемости.



$$T_p = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \frac{400 - 350}{70 - 60} = 5 \text{ лет,}$$

$$T_n = \frac{1}{E_n} = \frac{1}{0.1} = 10 \text{ лет.}$$

Так как расчетный срок окупаемости  $T_p$  меньше нормативного ( $5 < 10$ ), то более экономичным является вариант 2, что совпадает с выводами из примеров 1.2 и 1.3.

Если по сроку окупаемости или коэффициенту сравнительной эффективности сравниваются несколько вариантов, то следует производить последовательно их попарное сравнение, исключая каждый раз из рассмотрения менее экономичный вариант.

### 1.5. Сопоставимость инвестиционных проектов

Если приведенные затраты сопоставляемых вариантов отличаются незначительно, то встает вопрос, насколько один вариант экономичнее другого. Этот вопрос возникает в связи с тем, что большинство расчетных параметров, входящих в приведенные затраты, определяются с некоторой степенью точности, поэтому результаты расчетов будут находиться в пределах точности исходных данных.

При проектировании систем электроснабжения [4] принято считать варианты равноэкономичными, если их приведенные затраты отличаются на 5–10 %, т.е. степень экономичности одного варианта по отношению к другому рекомендуется определять как относительную разность приведенных затрат:

$$\delta_3 = \frac{З_1 - З_2}{З_2}. \quad (1.7)$$

Так, для примера 1.2 степень экономичности по формуле (1.7) равна:

$$\delta_3 = \frac{105 - 100}{100} = 0,05 \text{ (или 5 \%)}.$$

Это означает, что сравниваемые варианты можно признать равноэкономичными. Однако капитальные вложения варианта 2 боль-

ше на 50 тыс. руб., поэтому появляются определенные сомнения относительно того, что следует принимать именно вариант 2.

Если выбор варианта осуществляется по коэффициенту эффективности или сроку окупаемости, то степень экономичности должна определяться относительными значениями этих показателей:

$$\delta_E = \frac{r_p - r}{Z_n} \quad \text{или} \quad \delta_T = \frac{T_p - T_n}{T_n}.$$

Для условий примера 1.3 относительное значение коэффициента эффективности

$$\delta_E = \frac{0,2 - 0,1}{0,1} = 1,0 \text{ (или 100 \%)}.$$

Такое резкое расхождение результатов при определении степени экономичности (5 или 100 %) объясняется тем, что деление экономии приведённых затрат ( $Z_1 - Z_2$ ) на приведенные затраты одного из вариантов неправомерно. Действительно, приведенные затраты представляют собой сумму двух слагаемых, поэтому разность приведенных затрат можно представить в следующем виде:

$$Z_1 - Z_2 = r \cdot K_1 + C_1 - r \cdot K_2 - C_2 = (C_1 - C_2) - r \cdot (K_2 - K_1).$$

Как видно, для определения степени экономичности разность ( $Z_1 - Z_2$ ) следует делить не на  $Z_2$ , а на  $(C_1 - C_2)$  или  $r(K_2 - K_1)$ . Так как для условий примера 1.2 степень экономичности должна быть не 5 %, а

$$\frac{Z_1 - Z_2}{r \cdot (K_2 - K_1)} = \frac{105 - 100}{0,1 \cdot (400 - 350)} = 1,0 \text{ (или 100 \%)},$$

что совпадает со степенью экономичности, определенной по относительной разнице фактического и проектного коэффициента эффективности.

Таким образом, возможность считать варианты равноэкономичными следует определять не по относительной разнице приведенных затрат, как принято в настоящее время, а по относительному значению коэффициента эффективности  $\delta_E$  или срока  $\delta_T$  окупаемости.

Варианты можно считать равноэкономичными, если расчетные значения показателей  $\delta_E$  и  $\delta_T$  не превышают 5–10 %. В противном случае, если значения  $\delta_E$  или  $\delta_T$  превышают 5–10 %, то вопрос о равноэкономичности вариантов требует дополнительного анализа с учетом достоверности исходных данных.

Одним из достоинств метода приведенных затрат является возможность в ряде случаев определять оптимальный вариант аналитическим путем. Так, если известна зависимость приведенных затрат, например, от капитальных вложений  $Z = f(K)$ , то условием оптимальности является равенство нулю производной  $dZ/dK$ .

Как правило, кривая зависимости годовых приведенных затрат  $Z$  в зоне минимума имеет пологий характер (рис. 1.1), поэтому отклонения в этой зоне от точки математического минимума как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения капитальных вложений мало сказываются на величине приведенных затрат.

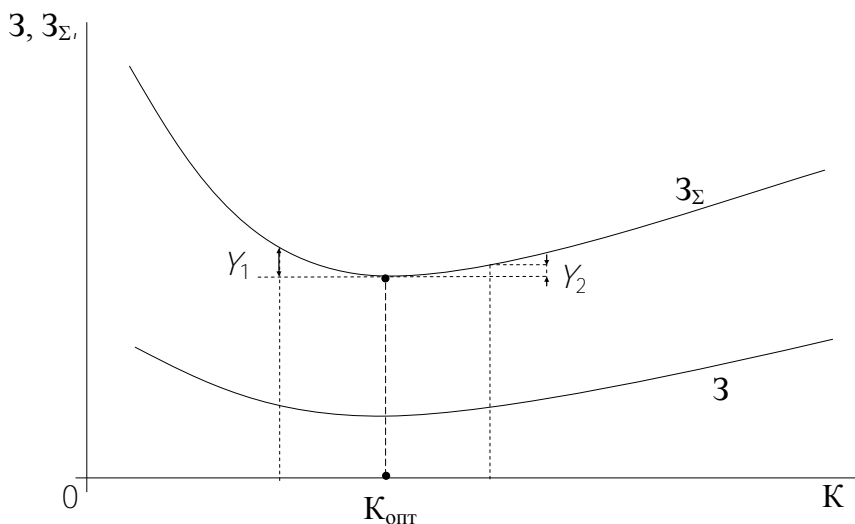


Рис. 1.1. Зависимость приведенных затрат от капитальных вложений

На этом основании в технической литературе достаточно часто встречаются рекомендации о возможности и оправданности отступления от точки оптимального значения капитальных затрат в сторону их снижения. Такие рекомендации приводят к тому, что при вы-

боре вариантов можно варьировать значением капитальных вложений в широких пределах (приведенные затраты отличаются при этом не более, чем на 5–10 %).

В подобных рассуждениях нарушено основное положение теории экономической эффективности капитальных вложений, согласно которой капитальные вложения, которые делаются на несколько лет, должны сопоставляться не с годовыми затратами, а с затратами ряда лет, т.е. с суммарными приведенными затратами  $Z_{\Sigma}$ .

Как показано в [5], для выбора сечений проводников суммарные затраты имеют уже не пологий характер, а четко выраженный минимум, отступление от которого связано с определенным ущербом, причем при отклонении от оптимума в сторону увеличения капитальных вложений ущерб  $У_2$  имеет меньшее значение, чем при отклонении в сторону снижения капитальных вложений  $У_1$  (см. рис. 1.1).

Таким образом, вопрос о возможности отступления от математического оптимума при решении технико-экономических задач должен основываться на допустимых отклонениях значений суммарных затрат, а не годовых приведенных затрат.

Все рассмотренные методы сравнения вариантов применимы, если варианты находятся в сопоставимых условиях по качественным параметрам, по производительности, по времени и другим факторам.

Методы приведения вариантов к сопоставимому виду по фактору времени и производительности отражены, например, в [6].

Что касается приведения к сопоставимому виду вариантов, отличающихся техническими характеристиками, то оно осуществляется в основном двумя методами:

- 1) добавлением к капитальным вложениям одного из вариантов дополнительных капитальных вложений, позволяющих достигнуть сходных характеристик;

- 2) добавлением к приведенным затратам одного из вариантов годового ущерба, вызванного худшими качественными показателями.

При приведении к сопоставимым условиям вариантов электроснабжения используется, как правило, второй метод.

Если варианты различаются техническими параметрами, которые трудно или невозможно выразить в стоимостном выражении (например, удобство монтажа или эксплуатации), то для определения более экономичного варианта используются методы экспертных оценок [6].

## 2. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СОПОСТАВЛЕНИЙ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1. Определение составляющих приведенных затрат вариантов электроснабжения

При сравнении вариантов электроснабжения основным критерием, как указано в главе 1, являются приведенные затраты. Поэтому для проведения технико-экономических сравнений (следует определить величину капитальных вложений  $K$  и текущие ежегодные эксплуатационные затраты  $C$  сопоставляемых вариантов. Капитальные вложения включают в себя капитальные затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства для электроснабжения составляют незначительную величину (не более 2 %), то в технико-экономических расчетах ими можно пренебречь и в дальнейшем под показателем  $K$  понимать только капитальные затраты на основные фонды.

#### *Определение капитальных затрат*

Капитальные затраты сравниваемых вариантов электроснабжения, кроме затрат на приобретение оборудования, в общем случае должны включать и другие затраты, например, затраты на его транспортировку, монтажно-наладочные работы и др. Составляющие капитальных затрат, одинаковые в сравниваемых вариантах, можно не учитывать. Так, одинаковыми могут быть затраты на производственные здания, на создание фундамента, транспортные затраты и т.п.

Чаще всего при технико-экономическом сопоставлении вариантов электроснабжения капитальные затраты включают в себя стоимость оборудования и затраты на монтажно-наладочные работы.

Сметы расходов на приобретение оборудования исходят из количества и типов оборудования, а также цен за единицу оборудования. Основным ориентиром при определении цен на оборудование служит недавний опыт по исполнению аналогичных проектов в данной стране. Для крупных и сложных проектов или же при недостатке информации о недавних контрактах, заключенных в данной стране, рекомендуется прибегнуть к услугам фирмы, специализирующейся на составлении смет расходов, или профессионального оценщика,

или же получить консультацию у потенциальных подрядчиков или производителей оборудования.

Очень часто проектировщики используют старые прейскуранты и поправочные коэффициенты. Для электротехнических изделий оптовые цены приведены в основном в прейскурантах 15-й серии. Затраты на монтаж электрооборудования определяются по ценникам на электромонтажные работы.

Кроме того, в проектных организациях пользуются укрупненными показателями стоимости элементов электроснабжения, которые включают в себя затраты на оборудование, а также на строительные и монтажные работы, что значительно облегчает технико-экономические расчеты.

Стоимость оборудования, затраты на транспортировку, строительные и монтажно-наладочные работы представляют собой балансовую стоимость, т.е. ту стоимость, которая состоит на балансе предприятия.

Если осуществление варианта электроснабжения требует научно-исследовательских работ, то стоимость этих работ также должна учитываться в капитальных затратах данного варианта.

#### *Определение текущих ежегодных эксплуатационных затрат*

Ежегодные эксплуатационные затраты системы электроснабжения (СЭ) складываются из следующих составляющих:

$$C = C_a + C_{p.o} + C_3,$$

где  $C_a$  – годовые амортизационные отчисления;

$C_{p.o}$  – годовые затраты на текущий ремонт и обслуживание системы электроснабжения;

$C_3$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в элементах СЭ.

Амортизационные отчисления  $C_a$  предназначены для обеспечения воспроизводства основных фондов и состоят из двух частей:

– отчисления, предназначенные для полного восстановления основных фондов (отчислений на реновацию);

– отчисления на капитальные ремонты и модернизацию.

Для технико-экономических сопоставлений требуется общая норма амортизационных отчислений, включающих в себя оба вида отчислений.

Нормы амортизационных отчислений устанавливаются централизованно в процентах к балансовой стоимости, т.е.

$$C_a = p_a \cdot K, \quad (2.1)$$

где  $p_a$  – общая норма амортизационных отчислений.

В [4, 7] приведены нормы амортизационных отчислений для некоторых элементов электроснабжения.

Годовые затраты на текущий ремонт и обслуживание  $C_{p.o}$  можно определять различными методами. Наиболее точно эти затраты определяются на основании единой системы планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Согласно этой системе затраты  $C_{p.o}$  включают в себя затраты на заработную плату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на комплектующие изделия, запасные части и материалы, используемые при ремонтах и обслуживании.

Затраты на заработную плату определяются исходя из трудоемкости ремонтных работ и тарифных ставок персонала. Затраты на материалы можно считать пропорциональными затратам на заработную плату ремонтного и обслуживающего персонала.

Однако такие расчеты затрат  $C_{p.o}$  для сложных систем электроснабжения связаны с громоздкими расчетами и производятся в тех случаях, когда варианты отличаются именно количеством ремонтного и обслуживающего персонала.

На этапе технико-экономического обоснования вариантов электроснабжения допустимо определять затраты на текущий ремонт и обслуживание пропорционально балансовой стоимости системы электроснабжения, т.е.

$$C_{p.o} = p_{p.o} \cdot K, \quad (2.2)$$

где  $p_{p.o}$  – норма отчислений на текущий ремонт и обслуживание.

Нормы ежегодных отчислений на текущий ремонт и обслуживание для некоторых элементов системы электроснабжения приведены в [4].

Стоимость годовых затрат на потери электроэнергии также можно определять разными методами.

В разработанных ВГПИ «Энергосетьпроект» методических указаниях к технико-экономическим расчетам при выборе схем и параметров электрических сетей напряжением 35 кВ и выше оценку стоимости потерь электроэнергии рекомендуется производить как «приведенные затраты на компенсацию потерь электроэнергии», которые связаны с капитальными вложениями и ежегодными затратами на ввод дополнительных мощностей на электростанциях и дополнительный расход топлива.

Методика Энергосетьпроекта предназначена для выбора вариантов строительства районных подстанций и электрических сетей напряжением 35 кВ и выше. При сравнении вариантов электроснабжения конкретных промышленных предприятий проектные институты (ГПИ «Электропроект», ВНИИПИ «Тяжпромэлектропроект») оценку стоимости потерь электроэнергии производят по действующим тарифам. При этом стоимость годовых потерь электроэнергии

$$C_3 = \Delta W \cdot C_{y3}.$$

где  $\Delta W$  – годовые потери электроэнергии;

$C_{y3}$  – стоимость 1 кВт ч электроэнергии, определяемая в соответствии с двухставочным тарифом:

$$C_{y3} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta,$$

где  $\alpha$  и  $\beta$  – основная и дополнительная ставки тарифа с оплатой основной ставки за заявленный максимум нагрузки;

$T_M$  – число часов использования максимума нагрузки в год, определяемое для проектируемых предприятий по справочным данным [4], а для действующих предприятий – по формуле

$$T_M = \frac{W}{P_M},$$

где  $W$  – годовое потребление электроэнергии данным предприятием, учтенное счетчиками;



$P_m$  – заявленный полчасовой максимум активной нагрузки.

Годовые потери электроэнергии определяются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ск}} \cdot T_{\text{г}},$$

где  $\Delta P_{\text{ск}}$  – среднеквадратичные за год потери активной мощности;

$T_{\text{г}}$  – годовое число часов работы, принимаемое равным:

2000 ч – для односменной работы;

4000 ч – для двухсменной работы;

6000 ч – для трехсменной работы;

8000 ч – для непрерывной работы.

При достаточно стабильной нагрузке допускается вместо среднеквадратичных потерь принимать среднее значение потерь  $\Delta P$ , т.е.

$$\Delta W \approx \Delta P \cdot T_{\text{г}}.$$

При переменной нагрузке годовые потери электроэнергии можно определить по формуле

$$\Delta W = \Delta P_m \cdot \tau,$$

где  $\Delta P_m$  – максимальные потери активной мощности;

$\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, связанное с годовыми графиками потребления активной и реактивной мощности.

Для определения параметра  $\tau$  существует ряд методов. В [8] дан их анализ и приведены простые формулы, обеспечивающие определение  $\tau$  с достаточной степенью точности.

$$\text{При } T_m < \frac{2}{3} \cdot T_{\text{г}} \text{ принимается } \tau = \frac{2}{3} \cdot T_m.$$

$$\text{При } T_m \geq \frac{2}{3} \cdot T_{\text{г}} - \tau = \frac{T_m^2}{T_{\text{г}}}.$$

Таким образом, стоимость годовых потерь электроэнергии можно определять по формуле

$$C_{\text{э}} = \Delta P \cdot T_{\text{г}} \cdot C_{\text{уэ}}$$

или

$$C_{\text{э}} = \Delta P_{\text{м}} \cdot \tau \cdot C_{\text{уэ}}. \quad (2.3)$$

Подставляя в формулу приведенных затрат (1.4) значения  $C_a$ ,  $C_{p.o}$ ,  $C_{\text{э}}$ , из выражений (2.1), (2.2) и (2.3), получим:

$$Z = r \cdot K + p_a \cdot K + p_{p.o} \cdot K + \Delta P \cdot T_{\text{г}} \cdot C_{\text{уэ}}. \quad (2.4)$$

Как видно, три слагаемых в этой формуле пропорциональны одной величине  $K$ , поэтому формулу (2.4) можно упростить и записать в следующем виде:

$$Z = p \cdot K + \Delta P \cdot C_0, \quad (2.5)$$

где  $p = r + p + p_{p.o}$  – суммарный коэффициент отчислений от капитальных затрат;

$C_0 = C_{\text{уэ}} \cdot T_{\text{г}}$  – стоимость 1 кВт·года электроэнергии.

## 2.2. Сопоставление вариантов электроснабжения с разной надежностью

Как было отмечено в главе 1, необходимым условием технико-экономического сопоставления вариантов технических решений является приведение их к сопоставимому виду.

Методы приведения вариантов электроснабжения к сопоставимому виду слабо освещены в литературе и требуют дальнейшей разработки.

В том случае, если надежность по вариантам различается, расчет можно вести по общему критерию (1.1), однако имеется и другой путь.

Если в качестве критерия сравнительной экономической эффективности различных вариантов принимать годовые приведенные затраты, то одним из возможных методов приведения вариантов к сопоставимому виду является вычисление ущерба предприятию, обусловленного худшими техническими показателями одного из вариантов. Так, если варианты отличаются уровнем надежности электроснабжения и известна зависимость ущерба  $У$  предприятия от характера и длительности нарушений в системе электроснабжения, то для приведения вариантов к сопоставимому виду достаточно прибавить к правой части формулы (2.5) величину этого ущерба к приведенным затратам, т.е.

$$З = p \cdot K + \Delta P \cdot C_0 + Y,$$

где  $Y$  – вероятностная величина годового ущерба производству от перерывов электроснабжения, определяемая на основании статистических данных.

Методика расчета ущерба от перерывов электроснабжения и пример расчета приведены в [4]. Часто непосредственный учет экономических последствий перерывов электроснабжения невозможен (отсутствуют статистические данные, либо их достоверность вызывает сомнение).

В этом случае можно использовать косвенные методы и определять ущерб от недополученной электроэнергии или от недовыработки продукции и недоиспользования основных фондов как на саму систему электроснабжения, так и на основное технологическое оборудование. При этом учет ущерба носит сугубо приближенный характер.

Ущерб от недополученной электроэнергии можно определить, используя ориентировочные величины удельных ущербов на 1 кВт·ч недополученной электроэнергии:

$$Y = Y_y \cdot W \cdot \frac{t_a}{T_r},$$

где  $Y_y$  – удельный ущерб на 1 кВт·ч недополученной электроэнергии, величина которого зависит от отрасли промышленности;

$W$  – годовое потребление электроэнергии;

$t_a$  – время перерыва работы технологического оборудования из-за перерыва электроснабжения.

Для сравнения вариантов электроснабжения при проектировании величину  $t_a$  можно определить следующим образом:

$$t_a = \sum_{i=1}^m t_i \cdot \lambda_i,$$

где  $t_i$  – вероятная длительность перерыва электроснабжения  $i$ -го элемента СЭ;

$\lambda_i$  – интенсивность отказов  $i$ -го элемента СЭ.

Ущерб от недоиспользования основных фондов можно определить так:

$$Y = (r \cdot K + C) \cdot \frac{t_a}{T_r},$$

где  $K$  – капитальные затраты на основное технологическое оборудование, простаивающее из-за перерыва электроснабжения;

$C$  – постоянная часть эксплуатационных затрат основного производства, которая не зависит от выпуска продукции.

### 2.3. Сопоставление вариантов электроснабжения с разной потребляемой реактивной мощностью

Если сравниваемые варианты различаются значением потребляемой реактивной мощности, то для приведения вариантов к сопоставимому виду в формуле приведенных затрат должны быть учтены затраты на компенсацию реактивной мощности (КРМ) до одинакового значения. Такой учет следует производить независимо от того, будет осуществляться на практике КРМ или нет. При этом приведенные затраты имеют вид

$$Z = p \cdot K + \Delta P \cdot C_o + Z_k, \quad (2.6)$$

где  $Z_k$  – приведенные затраты на КРМ.

Затраты на КРМ можно определить либо как затраты на компенсирующее устройство, либо как затраты на реактивную энергию по действующим тарифам, в том случае, если они установлены.

В качестве источника реактивной мощности в этом случае можно применять статические конденсаторы, так как они являются наиболее экономичными по сравнению с другими источниками. Тогда

$$Z_k = Z_{ук} \cdot Q,$$

где  $Z_{ук}$  – удельные затраты на компенсацию 1 квар. реактивной мощности конденсаторами;

$Q$  – мощность конденсаторов, необходимая для доведения коэффициента мощности до определенного значения (в частном случае до 1).

Удельные затраты  $Z_{ук}$  можно рассчитать по формуле

$$Z_{ук} = p \cdot K_{ук} + \Delta P_{ук} \cdot C_o,$$

где  $p = 0,183$  – суммарный коэффициент отчислений для конденсаторов;  $K_{\text{ук}}$  и  $\Delta P_{\text{ук}}$  – удельные стоимость и потери активной мощности конденсаторов, отнесенные к 1 квар. Для низковольтных конденсаторов принимается значение  $\Delta P_{\text{ук}} = 0,004$  кВт/квар., для высоковольтных –  $\Delta P_{\text{ук}} = 0,003$  кВт/квар.

Для приведения к сопоставимому виду двух вариантов с разным потреблением реактивной мощности можно для варианта с меньшим реактивным потреблением затраты  $Z_k$  не учитывать, а к величине приведенных затрат варианта с большим реактивным потреблением прибавить только дополнительные затраты на компенсацию разницы в реактивном потреблении этих вариантов. Так как целью технико-экономических расчетов является сопоставление приведенных затрат, то результат будет тот же.

Приведенные затраты при этом будут иметь следующий вид:

$$Z_1 = p \cdot K_1 + \Delta P_1 \cdot C_0 + Z_{\text{ук}} \cdot (Q_1 - Q_2),$$

$$Z_2 = p \cdot K_2 + \Delta P_2 \cdot C_0.$$

Здесь индексы 1 и 2 относятся соответственно к вариантам с большим и меньшим потреблением реактивной мощности. Оплата за потребляемую реактивную энергию может быть выражена в виде тарифов аналогично тарифам на активную энергию.

Для промышленных предприятий мощностью 1000 кВА и выше устанавливается годовая плата за 1 квар.ч максимальной нагрузки и плата за 1 квар.ч потребленной энергии, учтенной счетчиками реактивной энергии. Таким образом, годовая стоимость реактивной энергии

$$C_{\text{э}Q} = \alpha_Q \cdot Q_M + \beta_Q \cdot W_Q,$$

а стоимость 1 квар.ч

$$C_{\text{уз}Q} = \frac{\alpha_Q \cdot Q_M}{W_Q} + \beta_Q = \frac{\alpha}{T_{\text{мп}}} + \beta_Q,$$

где  $\alpha_Q$  и  $\beta_Q$  – ставки двухставочного тарифа на реактивную энергию;  
 $Q_M$  – максимальная реактивная мощность;  
 $W_Q = Q_M \cdot T_{\text{мр}}$  – реактивная энергия, учтенная счетчиками за год;  
 $T_{\text{мр}}$  – число часов использования максимальной реактивной мощности

Годовая стоимость 1 квар. реактивной энергии по тарифу равна годовым затратам на компенсацию 1 квар. конденсаторами ( $Z_{\text{ук}} \approx C_{\text{узQ}} \cdot T_{\Gamma}$ ).

Учесть различное реактивное потребление можно и другим способом, используя экономический эквивалент реактивной мощности  $K_3$ . В этом случае формула (2.5) примет вид

$$Z = p \cdot K + \Delta P' \cdot C_0, \quad (2.7)$$

где  $\Delta P'$  – приведенные потери активной мощности

$$\Delta P' = \Delta P + K_3 \cdot Q.$$

Численные значения  $K_3$  (0,1–0,01), рекомендуемые в литературе, могут отличаться более чем на порядок. Приравняв уравнения (2.6) и (2.7), можно найти эти значения более точно:

$$K_3 = \frac{Z_{\text{ук}}}{C_0}. \quad (2.8)$$

Как видно, значение  $K_3$  зависит от затрат на компенсирующие устройства, режима работы и стоимости электроэнергии. При определении значения  $K_3$  по выражению (2.8) оба способа приведения вариантов с разным реактивным потреблением к сопоставимому виду становятся идентичными.

Сопоставление вариантов электроснабжения в конечном счете сводится к определению приведенных затрат на отдельные элементы системы электроснабжения по этим вариантам.

#### 2.4. Выбор типа, мощности и мест установки компенсирующих устройств

Передача реактивной мощности электроприемникам промышленных предприятий приводит к повышенным затратам на потери активной мощности и энергии. Это заставляет приближать источники реактивной мощности к месту ее потребления. Чем больше мощность компенсирующих устройств у потребителя, тем больше затраты на них и тем меньше затраты на потери в сетях.

Задачей оптимизационных расчетов является определение такой передаваемой от энергосистемы потребителю мощности  $Q_3$ , при которой суммарные затраты были бы минимальными. На рис. 2.1 приведены качественные зависимости затрат на потери  $Z_{\text{п}}$ , затрат на компенсирующее устройство (КУ)  $Z_{\text{ку}}$  и суммарных затрат  $Z_{\text{с}}$ :

$$Z_{\text{с}} = Z_{\text{п}} + Z_{\text{ку}}$$

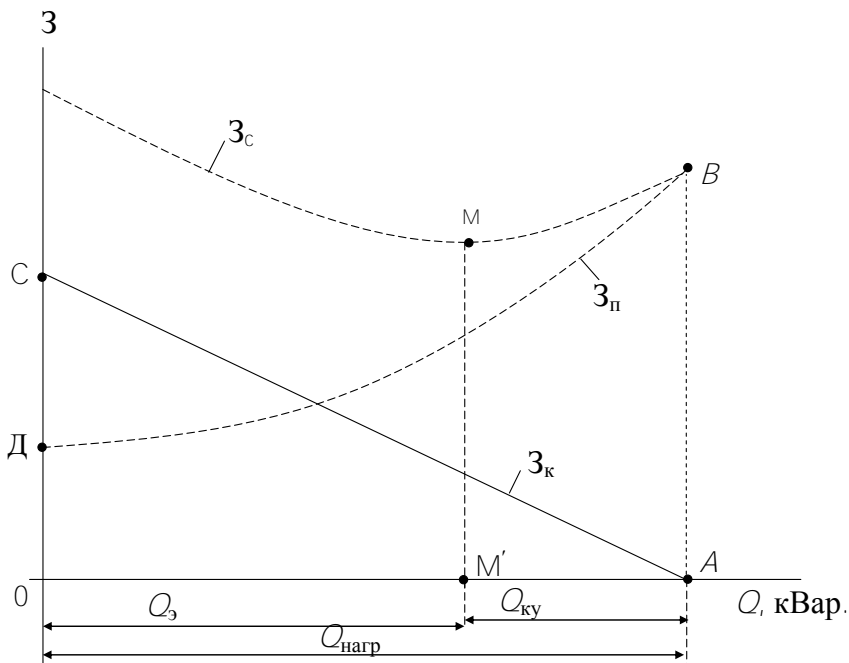


Рис 2.1. Затраты при компенсации реактивной мощности

При отсутствии КУ у потребителя затраты на них  $Z_{\text{ку}} = 0$  (точка  $A$ ), а затраты на потери равны суммарным затратам (точка  $B$ ). Вся реактивная нагрузка  $Q = Q_3$  потребителю поступает из энергосистемы.

При увеличении мощности КУ затраты на них возрастают линейно (кривая  $Z_{\text{ку}}$ ), а затраты на потери снижаются в соответствии с квадратичной зависимостью (кривая  $Z_{\text{п}}$ ). При полной компенсации затраты на КУ соответствуют точке  $C$ , а затраты на потери – точке  $D$ .

Суммарные затраты  $Z_c$  вначале снижаются, а затем, достигнув минимального значения (точка  $M$ ), начинают увеличиваться. Оптимальная мощность  $Q_3$ , которую целесообразно передавать потребителю из энергосистемы, соответствует точке  $M'$ .

Для решения задачи в аналитической форме необходимо записать уравнение приведенных затрат  $Z_c$ , взять производную этих затрат по реактивной мощности  $Q$  и приравнять ее нулю.

Пусть потребителю, реактивная нагрузка которого  $Q_{\text{нагр}}$ , из энергосистемы передается искомая реактивная мощность  $Q_3$ . Известны сопротивление  $R$  и напряжение сети  $U$ .

Выражение для приведенных затрат имеет вид

$$Z_c = Z_{\text{п}} + Z_{\text{ук}} = \frac{Q^2}{U^2} \cdot R \cdot C_0 + Z_{\text{ук}} \cdot (Q_{\text{нагр}} - Q),$$

где  $Z_{\text{ук}}$  – удельные затраты на 1 квар. КУ;

$C_0$  – удельная стоимость 1 кВт·года потерь;

$Q_{\text{нагр}}$  – реактивная мощность нагрузки.

В этой формуле учтены только затраты на потери, обусловленные потоком реактивной мощности, так как при изменении мощности КУ потери, обусловленные потоком активной мощности, не изменяются.

Оптимальное значение реактивной мощности  $Q_3$ , передаваемой из сети энергосистемы, находим, приравняв нулю производную затрат  $Z_c$  по  $Q$ :

$$Q_3 = \frac{Z_{\text{ук}} \cdot U^2}{2R \cdot C_0}. \quad (2.9)$$



Из формулы (2.9) видно, что экономическое значение получаемой от энергосистемы реактивной мощности не зависит от мощности нагрузки  $Q_{\text{нагр}}$ , а зависит от параметров сети  $R$  и  $U$  и стоимостных показателей  $Z_{\text{ук}}$  и  $C_0$ .

Оптимизационные расчеты, позволяющие получить значения  $Q_3$  для всех потребителей, увязанные не только между собой, но и с мощностью КУ в сетях энергосистемы, называют системным (комплексным) расчетом.

Персонал энергосистем выдает предприятиям оптимальные значения реактивной мощности, которые кладутся в основу количественных расчетов по КРМ на предприятиях.

Нормативным документом при выборе типа, мощности и мест размещения компенсирующих устройств являются «Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий» [9]. Требования этих указаний распространяются на все промышленные предприятия, независимо от отрасли промышленности.

Прежде чем проводить расчеты по выбору типа, мощности и мест установки, необходимо рассмотреть возможность проведения мероприятий, понижающих потребление реактивной мощности электроприемниками. К таким мероприятиям относятся:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования и снижению расчетного максимума реактивной нагрузки;

- улучшение загрузки электродвигателей и силовых трансформаторов, ограничение холостого хода асинхронных двигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников путем внедрения соответствующих ограничителей;

- замена или отключение на период малых нагрузок трансформаторов, загруженных менее чем на 30 % их номинальных мощностей, если это допускается по условиям режима работы сети и электроприемников;

- замена загруженных менее чем на 60 % асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности при условии технико-экономического обоснования и при наличии практической возможности такой замены;

- замена асинхронных двигателей синхронными, допустимая по режиму работы электропривода;

– понижение напряжения у малозагруженных двигателей напряжением до 1000 В (переключение статорной обмотки с треугольника на звезду, переключение ответвлений понижающего трансформатора);

– улучшение качества ремонта электродвигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников, потребляющих реактивную мощность (с целью сохранения номинальных параметров).

Данные мероприятия, как правило, не требуют значительных капитальных вложений и должны рассматриваться в первую очередь.

При заданном энергосистемой значении  $Q_3$  суммарная мощность компенсирующих устройств, подлежащих установке в сети предприятия с потребляемой реактивной мощностью  $Q_{\text{нагр}}$ , определяется следующим образом:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{нагр}} - Q_3.$$

Выполнить требования энергосистемы можно, установив всю необходимую мощность КУ в одном месте, например, на главной понизительной подстанции (ГПП). При этом стоимость 1 квар. КУ будет минимальной. Однако такое решение в большинстве случаев было бы экономически наихудшим, так как снижения потерь энергии во внутренних сетях предприятия при этом не происходит.

Наибольший экономический эффект достигается при размещении КУ в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность электроприемников. Такими электроприемниками, например, на горных предприятиях являются машины и оборудование с асинхронными электродвигателями (мельницы, насосы водоотлива, подъемные установки, вентиляторы, воздуходувные машины, проходческие, очистные, транспортные комплексы и др.). Установка КУ в этом случае производится в сети напряжением до и свыше 1000 В. При этом не только снижаются потери активной мощности в системе электроснабжения предприятия, но может достигаться снижение мощности трансформаторов 6/0,4 кВ и сечения распределительных сетей.

Стоимость КУ напряжением до 1000 В значительно превышает стоимость КУ напряжением выше 1000 В. В этом случае технико-экономические расчеты для определения экономически целесообразной мощности КУ в низковольтных сетях являются еще более актуальными.

При определении оптимальной мощности КУ в сетях до 1000 В требуется установить соотношение между высоковольтными и низковольтными КУ, учитывая потери электроэнергии на передачу реактивной мощности из сети 6 (10) кВ в сеть 0,4 (0,66) В, а также потери в самих КУ.

В практических расчетах требуется еще учесть удорожание ТП 6/0,4 кВ в случае загрузки их реактивной мощностью.

В качестве средств компенсации реактивной мощности в сетях общего назначения следует применять батареи конденсаторов (БК) и синхронные двигатели (СД).

В сетях со специфическими (нелинейными, несимметричными и резкопеременными) нагрузками для КРМ кроме БК и СД применяются фильтрокомпенсирующие, симметрирующие и фильтросимметрирующие устройства. Рекомендации по расчетам КРМ подробно рассмотрены в [9,10].

## **2.5. Определение технико-экономических показателей выбранного варианта электроснабжения**

На этапе технико-экономического сравнения вариантов систем электроснабжения все составляющие затрат определяются достаточно приближенно. Кроме того, повторяющиеся элементы по вариантам не учитываются.

После того, как вариант принят, а основные технические расчеты завершены, необходимо более точно и в полном объеме определить технико-экономические показатели выбранного к реализации варианта. К таким показателям относятся: годовые приведенные затраты на все электрооборудование, удельные затраты на передачу электроэнергии, затраты на электроэнергию у потребителя.

Расчет следует начинать с определения капитальных затрат по всем элементам электроснабжения, входящим в проект. Затем выполняются расчеты годовых эксплуатационных расходов, включающих амортизационные отчисления, годовые затраты на потери электроэнергии и расходы, связанные с ремонтом и обслуживанием электрооборудования. Далее определяются приведенные затраты на электрооборудование проекта, удельные затраты на передачу электроэнергии и затраты на электроэнергию у потребителя.

Проведем уточненный расчет капитальных затрат. Их состав приведен в разделе 2.1.

Капитальные затраты могут определяться по локальному сметному расчету, выполненному на основании укрупненных показателей стоимости.

Для проведения дальнейших расчетов по определению затрат на ремонт и обслуживание необходимо все электрооборудование разбить на группы с одинаковой трудоемкостью выполнения ремонтов. Результаты такого разбиения удобно занести в нижеследующую таблицу.

Таблица 2.1

Капитальные затраты по проекту

Наименование и тип электрооборудования	Единица измерения	Кол-во единиц	Общие капитальные затраты, тыс. руб.
Электродвигатель асинхронный с к. з. обмоткой и т. д.			
Итого			

Далее определяются амортизационные отчисления и затраты на ремонт и обслуживание.

В разделе 2.1 приведен упрощенный расчет затрат на ремонт и обслуживание. На данном этапе необходимо произвести подробный расчет численности ремонтного и обслуживающего персонала на основании трудоемкости выполнения работ, фонда заработной платы и стоимости материалов на ремонт и обслуживание.

Затраты на потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения рассчитываются по известной методике, (см., например, [4]).

После нахождения всех составляющих определяются годовые приведенные затраты

$$Z = r \cdot K + C_a + C_{po} + C_3,$$

где  $r$  – реальная процентная ставка;

$K$  – капитальные вложения в проект (основные фонды);

$C_a$  – годовые амортизационные отчисления для полного восстановления основных фондов;

$C_{p.o}$  – годовые затраты на текущий ремонт и обслуживание системы электроснабжения.

Результаты расчетов заносятся в сводную таблицу технико-экономических показателей проекта.

При оценке затрат на передачу электроэнергии необходимо определить удельные капитальные и приведенные затраты:

а) на единицу производственной площади  $F$ :

$$K_{yF} = \frac{K}{F}; \quad Z_{yF} = \frac{Z}{F};$$

б) на единицу установленной мощности  $P_n$ :

$$K_{yP} = \frac{K}{P_n}; \quad Z_{yP} = \frac{Z}{P_n};$$

в) на единицу полезно потребляемой энергии:

$$K_{yW} = \frac{K}{W_n}; \quad Z_{yW} = \frac{Z}{W_n};$$

где

$$W_n = P_m \cdot T_m = P_c \cdot T_r.$$

Себестоимость электроэнергии у потребителя определяется по формуле

$$C_{y\Pi} = \frac{Ц_P + Ц_Q + C_a + C_{p.o}}{W},$$

где  $Ц_P$  – плата за активную согласно действующему тарифу потребляемую электроэнергию;

$Ц_Q$  – плата за реактивную потребляемую электроэнергию, если она установлена.

Полное потребление активной электроэнергии

$$W = W_{\Pi} + \Delta W,$$

где  $W_{\Pi}$  – активная электроэнергия, потребляемая электроприемниками;

$\Delta W$  – суммарные потери активной электроэнергии в элементах систем электроснабжения.

Заключительным моментом расчета технико-экономических показателей спроектированного варианта электроснабжения является составление сводной таблицы полученных результатов.

### **3. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

#### **3.1. Проблемы эффективного использования топливно-энергетических ресурсов**

Энергетика (в особенности электроэнергетика) является важнейшей отраслью хозяйства, определяющей уровень производительных сил страны и обеспечивающей решение всех задач в промышленности, сельскохозяйственном производстве, коммунально-бытовом и социально-культурном секторах.

Длительное время в области электроснабжения преобладал экстенсивный подход к использованию топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), слабо ограничивающий стремление к безусловному удовлетворению запросов потребителей на электрическую энергию и мощность. Обострившийся в последние годы дефицит ТЭР и, как следствие, резко возросшая их стоимость сделали приоритетной проблему энергосбережения, особенно в странах с бедными природными запасами топлива. Республика Беларусь импортирует более 80 % всех энергоресурсов, затраты на которые составляют 1/6 часть внутреннего валового продукта. Снижение затрат на импорт ТЭР будет способствовать обеспечению энергетической безопасности страны и более устойчивому развитию экономики.

Принятый в Республике Беларусь «Закон об энергосбережении» [2] обязывает рационально использовать ТЭР и активно проводить энергосберегающую политику на всех уровнях хозяйствования, в том числе на электростанциях при производстве электрической и

тепловой энергии, при передаче электроэнергии по линиям электропередач, ее распределении в локальных системах электроснабжения предприятий и потреблении электроэнергии непосредственно на предприятиях.

Основная особенность электроэнергетики – совпадение во времени процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, что приводит к низкому режимному взаимодействию двух составляющих электроэнергетической системы: электрогенерирующей, т.е. системы электроснабжения (СЭС) и электропотребляющей, т.е. потребителей, состоящих из электроприемников или групп электроприемников, преобразующих электроэнергию в другие виды энергии, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории (рис. 3.1).



Рис. 3.1 Схема взаимосвязи потребителей с системой электроснабжения

Однако интересы электрических станций и потребителей расходятся из-за основного режимного противоречия между производством и потреблением электроэнергии, состоящего в том, что потребители имеют неравномерный суточный график нагрузки, а генерируемое оборудование на электрических станциях наиболее экономично используется при равномерном графике нагрузки [11].

Может оказаться, что максимум электропотребления, обеспечивающий выполнение производственной программы предприятий, превысит максимум располагаемой мощности генерирования, а минимум электропотребления будет ниже технологического минимума генерирования. В первом случае необходимы дополнительные



денежные затраты на строительство новых электростанций. Во втором случае приходится отключать часть энергоблоков и затем вновь вводить их в работу после прохождения провалов нагрузки, что влечет за собой значительные пусковые потери топлива.

Необходимо также считаться с тем, что эксплуатационные расходы на выработку электроэнергии в пиковой зоне графика нагрузки могут более чем в два раза превышать их средние значения, что в значительной мере обусловлено наличием в энергосистеме атомных электростанций (АЭС). Отрицательная особенность АЭС – трудность и невыгодность их использования в качестве маневренных мощностей. Низкая топливная составляющая стоимость производимой АЭС электроэнергии определяет экономическую целесообразность их использования в базовой части графика электроэнергетической системы.

Кроме того, неравномерность графика нагрузки приводит к увеличению потерь активной мощности и энергии в линиях электропередач и трансформаторах по сравнению с равномерным графиком из-за квадратичной зависимости потерь от передаваемой мощности.

Потенциальные возможности повышения эффективности использования ТЭР имеются как в системе электроснабжения при производстве и передаче электроэнергии, так и при ее потреблении, в первую очередь на промышленных предприятиях. Соответствующие энергосберегающие мероприятия в целом можно разделить на две группы:

- 1) мероприятия, не связанные непосредственно с режимным взаимодействием электроэнергетической системы и потребителей;
- 2) мероприятия, выравнивающие суточные графики активной нагрузки потребителей и, как следствие, энергосистемы.

Энергосберегающие мероприятия первой группы, проводимые в системах электроснабжения, приводят к снижению удельных расходов ТЭР на единицу вырабатываемой и транспортируемой энергии. К ним относятся:

- повышение уровня эксплуатации и качества ремонтов тепло-механического и электротехнического оборудования электростанций и подстанций;
- оптимизация состава включенного в работу оборудования и распределения генерируемых мощностей между параллельно работающими энергосистемами и энергоблоками;

– замена оборудования электростанций на более совершенное и экономичное;

– более широкое использование возобновляемых и нетрадиционных источников энергии (гидроэлектрических станций, ветроустановок, солнечных электростанций и др.).

К энергосберегающим мероприятиям второй группы в системах электроснабжения, также снижающих удельные расходы ТЭР в процессе генерации и передачи электроэнергии, относится использование накопителей энергии, которые делают график производства электроэнергии в определенной системе независимым от графика электропотребления. Накопление энергии (заряд накопителя) осуществляется в часы провала графика нагрузки энергосистемы. Потребители получают возможность работать по свободному графику электропотребления. В качестве накопителей могут использоваться гидроаккумулирующие электростанции, воздухоаккумулирующие газотурбинные электростанции, тепловые накопители, электрохимические аккумуляторы, инерционные накопители, емкостные накопители, сверхпроводниковые накопители, индуктивные накопители, топливные элементы.

Применение накопителей энергии выгодно ее производителям, если экономия от выравнивания графика активной нагрузки энергосистемы превышает затраты на создание и эксплуатацию накопителей.

Как и при производстве электроэнергии энергосберегающие мероприятия на промышленных предприятиях можно разделить на мероприятия первой группы, не влияющие на конфигурацию графика нагрузки энергосистемы, и мероприятия второй группы, выравнивающие график. Подробно возможные на предприятиях энергосберегающие мероприятия рассматриваются в разделе 3.2.

Мероприятия первой группы ведут к снижению удельного электропотребления или удельных затрат других энергоносителей на единицу выпускаемой продукции, а мероприятия второй группы требуют дополнительных материальных затрат и могут увеличить удельное электропотребление, но снижают затраты ТЭР на производство электроэнергии.

Таким образом, технологическая необходимость жесткого в каждый момент времени баланса генерируемой и потребляемой активных мощностей приводит к конфликту интересов системы электро-

снабжения и потребителей электроэнергии. Следует стремиться к определенному компромиссу – взаимным уступкам каждой из взаимодействующих сторон (генерирующей и потребляющей) от своих оптимумов. Вопрос о целесообразности приближения режима потребления электроэнергии на промышленных предприятиях к оптимальным для систем электроснабжения условиям был поставлен в 30-х годах прошлого столетия С.А. Кукель-Краевским, остается актуальным в современных условиях и подробно исследуется в рамках дисциплин, рассматриваемых обычно как синонимы:

- управление электропотреблением;
- управление спросом на электроэнергию;
- управление графиками активных нагрузок.

Таким образом, экономия ТЭР в энергосистеме достигается на основе системного подхода, учитывающего выбор источников и совершенствование технологии генерации электроэнергии, режимное взаимодействие системы электроснабжения и потребителей электроэнергии, энергосберегающие мероприятия, снижающие удельное электропотребление на предприятиях.

### **3.2. Энергосберегающие мероприятия на промышленных предприятиях**

В соответствии с принятой в разделе 3.1 классификацией энергосберегающие мероприятия на промышленных предприятиях подразделяются:

- на мероприятия первой группы, снижающие удельное электропотребление или удельные затраты других энергоносителей на единицу выпускаемой продукции;
- мероприятия второй группы, выравнивающие суточные графики электропотребления и тем самым снижающие удельные расходы ТЭР на генерацию электроэнергии.

Вначале рассмотрим энергосберегающие мероприятия первой группы. К ним относятся [12, 13]:

- выбор наиболее рациональных видов и параметров энергоносителей (электроэнергии, горячей воды, пара, газа, сжатого воздуха и др.) для производственных процессов;
- использование вторичных энергоресурсов;
- применение энергоэффективных технологий и оборудования;

- интенсификация производственных процессов;
- снижение потерь электроэнергии в локальных системах электроснабжения и электрооборудования;
- улучшение энергетических режимов производственного и энергетического оборудования;
- автоматизация управления электрооборудованием и технологическими установками.

В зависимости от характера технологического процесса оказывается более выгодным использование того или иного энергоносителя. Например, термообработка изделий может осуществляться с использованием электроэнергии в электрических печах сопротивления, индукционных печах, установках диэлектрического нагрева или в печах с непосредственным сжиганием топлива.

Механическая обработка изделий (ковка, штамповка, гибка, пресование) может обеспечиваться как электроприводом, так и пневматическим приводом с использованием сжатого воздуха. При этом при производстве работ с помощью ручного инструмента более целесообразно применять электрический инструмент, т.к. он имеет более высокий коэффициент полезного действия и дает в конечном итоге сокращение расхода электроэнергии, т.к. отсутствует потребность в сжатом воздухе, вырабатываемом компрессорной установкой.

Под вторичными энергоресурсами понимается теплота отходящих газов промышленных печей, отработанного пара и конденсата, горячих продуктов и отходов производства, а также теплота удаляемого из производственных помещений вентиляционного воздуха. Их использование на нагрев изделий, силовые нужды, а также на выработку электроэнергии может дать экономию ТЭР в несколько процентов.

Применение на предприятиях новых энергоэффективных технологий и более совершенного оборудования позволяет снизить удельные расходы электроэнергии на выпускаемую продукцию. К этим технологиям можно отнести такие электротехнологические методы обработки материалов и изделий, как плазменное нанесение коррозионно-стойких и жаропрочных покрытий путем напыления и наплавки, поверхностную закалку с помощью лазерных установок и токами высокой частоты, электроэрозионную обработку металлов, электрохимическую размерную обработку материалов в проточном электролите, очистку дымовых газов промышленных предприятий и покраску изделий на основе аэрозольной технологии и др.

Большой удельный вес в энергосбережении занимает интенсификация производственных процессов. В машиностроительной области, например, она достигается увеличением скорости вращения металлообрабатывающих станков, в горнодобывающей – увеличением скорости прохождения бурильных установок, а также ускорение нагрева путем увеличения удельной мощности без изменения вида нагрева и др.

Существует широкий перечень мероприятий, позволяющих уменьшить потери электроэнергии в локальных системах электроснабжения и электрооборудовании потребителей электроэнергии. Так, например, следует избегать длительной работы электродвигателей на холостом ходу и стремиться к их загрузке в соответствии с номинальными мощностями. Для этого применяются автоматические ограничители холостого хода, которые отключают электроприемники в межоперационные периоды. Если средняя нагрузка электродвигателя намного меньше ее номинальной мощности, во многих случаях целесообразна его замена двигателем меньшей мощности.

Снижение удельного расхода электроэнергии во многих производственных установках достигается регулированием частоты вращения приводных электродвигателей. В последние годы широко используется частотное регулирование, в частности, с использованием тиристорного преобразователя частоты, позволяющее плавно изменять частоту вращения асинхронных двигателей в широком диапазоне.

На промышленных предприятиях широко используются насосы для водоснабжения, отопления, охлаждения машин, промывки и заправки изделий, пожаротушения, перекачки разнообразных жидкостей и др. Экономия электроэнергии обеспечивается выбором оптимального давления в водопроводе, зависящего от высоты подъема. Она зависит от расхода воды и температуры. В установках, охлаждаемых водой должна поддерживаться заданная температура. Поэтому для экономии воды и соответственно электроэнергии требуются автоматические терморегуляторы.

Эффективность использования насосов можно повышать регулированием их производительности в зависимости от нужд потребителей воды или других жидкостей. При большом расходе жидкости, изменяющейся во времени, целесообразен переход от дроссельного регулирования с помощью задвижки к установке нескольких параллель-

ных насосов, включаемых (отключаемых) в зависимости от требуемого объема воды, что повышает их коэффициент полезного действия.

В случаях, когда необходимость в максимальном напоре воды непродолжительна, для снижения расхода электроэнергии целесообразно применение накопителя воды, установленного на обеспечивающей требуемый напор высоте. При заполнении накопителя воды насосный агрегат должен автоматически отключаться.

Снижение удельного электропотребления достигается также за счет оптимальной конфигурации водопроводной сети, исправного состояния задвижек, а также внедрения системы оборотного водоснабжения, которая обеспечивает многократное использование воды на технологические нужды. Расход первичной воды при этом сокращается до двух раз, а электроэнергии – до 20 %.

На предприятиях широко применяется сжатый воздух для привода оборудования, пневмотранса, пневмоавтоматики, обеспечения работы воздушных высоковольтных выключателей, продувки и прочистки труб и т.д. Расход электроэнергии на производство сжатого воздуха составляет в текстильной промышленности – 5–10 %, в черной металлургии – 15–20 %, в машиностроении – до 30 %. Сокращение удельного электропотребления на обеспечение предприятий сжатым воздухом осуществляется следующими способами:

- производством сжатого воздуха компрессорами с приводом от паровой турбины (турбокомпрессорами) вместо компрессоров с электроприводом; при этом сжатый воздух вырабатывается за счет энергии пара;

- охлаждением воздуха; с понижением температуры поступающего в компрессор воздуха уменьшается расход электроэнергии на производство сжатого воздуха, однако для охлаждения также требуется расход электроэнергии, поэтому следует искать оптимальное соотношение температуры воздуха и расхода охлаждающей воды;

- сокращением утечек сжатого воздуха через неплотности соединительных элементов, запорной и предохранительной арматуры, поврежденных трубопроводов, шлангов и т.п.

В цехах промышленных предприятий широко применяется вентиляция для технологических нужд и обеспечения необходимых санитарно-гигиенических условий. Вентиляция может быть: вытяжная, для удаления пыли и газов, приточная, для подвода свежего воздуха и охлаждения помещений, отопительно-циркуляционная,

тепловые завесы на входах в отапливаемые здания, технологическая (воздуходувки). Снижение электропотребления вентиляционными установками может быть получено следующими способами:

- выбором в шахтах целесообразной схемы вентиляционных путей, вентиляционных и остаточных штреков, чисткой вентиляционных каналов, своевременным погашением горных выработок и очисткой их от ненужного оборудования, сокращением путей поступления воздуха для проветривания и т.д.;

- выбором типов вентиляторов и их электродвигателей исходя из требуемого расхода воздуха и давления, определяемого сопротивлением системы воздухопроводов, что позволяет им работать с максимальными коэффициентами полезного действия;

- регулированием производительности вентиляторов путем изменения частоты вращения их электродвигателей, которое можно производить ступенчато с помощью многоскоростных двигателей или плавно при питании асинхронных двигателей от частотных преобразователей.

На электрическое освещение расходуется более 10 % общего потребления электроэнергии. Задачей проектирования и эксплуатации осветительных установок является обеспечение с наименьшими затратами требуемой освещенности и необходимого качества освещения помещений и рабочих мест с целью создания нормальных условий для жизнедеятельности людей. Большую экономию электроэнергии можно получить за счет применения энергоэффективных газовых ламп (люминесцентных низкого давления, дуговых ртутных, металлогалогенных, натриевых высокого давления, ксеноновых).

Экономия электроэнергии достигается также правильной эксплуатацией и рациональной системой управления освещением. В крупных цехах целесообразно применять дистанционное управление искусственным освещением, которое позволяет своевременно включать и отключать осветительные установки в начале и конце работы, а также учитывать уровни естественной освещенности на рабочих местах.

Одним из направлений экономии электроэнергии в промышленных установках является снижение потерь электроэнергии в элементах локальной системы электроснабжения: в силовых трансформаторах, в линиях электрической сети, в реакторах, в компенсирующих

установках реактивной мощности. Мероприятия по экономии электроэнергии можно подразделить на конструктивные и эксплуатационные.

К конструктивным мероприятиям относятся усиление сети путем ввода новых цепей электропитания, замена трансформаторов более мощными, замена проводов линий проводами большего сечения, установка компенсирующих устройств реактивной мощности около электроприемников для разгрузки сети от реактивной мощности и для повышения уровней напряжения, перевод сетей на более высокие ступени номинального напряжения.

В первую очередь должны осуществляться эксплуатационные мероприятия по экономии электроэнергии, не требующие дополнительных капиталовложений. В заводских сетях необходимо своевременно перераспределять нагрузки между секциями, отключать мало загруженные трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций для уменьшения потерь электроэнергии, повышать уровень эксплуатационного напряжения правильной установкой ответвлений трансформаторов с переключением без напряжения (ПБВ) и рациональным использованием регулирования по напряжениям (РПН).

При достаточно большой загруженности цеховых подстанций рекомендуется включение трансформаторов на параллельную работу при наличии возможности такой работы по токам короткого замыкания и отключение в резерв трансформаторов при снижении нагрузки для устранения потерь холостого хода. С той же целью предусматривается ограничение времени холостого хода печных и сварочных трансформаторов отключением их в период разгрузки.

Экономия электроэнергии можно получить уменьшением ее потерь в производственном и энергетическом оборудовании. Например, своевременная и качественная смазка производственных механизмов, станков, транспортеров и приводов уменьшает потери на смазку и снижает электропотребление.

Автоматизация управления режимами работы электрооборудования и технологических установок обеспечивает дополнительное снижение электропотребления за счет своевременного перехода с одного режима на другой, например, отключения или включения параллельно работающих трансформаторов при изменении нагрузок низительных подстанций. Оптимальное распределение выработки сжатого воздуха между параллельно работающими компрессорами, учитывающее их неодинаковые энергетические расходные характе-



ристики, снижает расход электроэнергии на получение одного и того же количества воздуха.

Теперь обратимся к энергосберегающим мероприятиям второй группы, которые позволяют выравнять суточные графики нагрузок промышленных предприятий. Объемы потребляемой электроэнергии при этом остаются неизменными, но снижаются расходы ТЭР на производство этой электроэнергии на электростанциях.

Выравнивание суточных графиков нагрузки предприятий обеспечивается путем перенесения времени работы электроприемников с часов максимума на часы минимумов нагрузки энергосистемы.

На многих производствах можно использовать резервные агрегаты и емкости для создания промежуточного продукта в часы пониженной нагрузки, что позволяет остановить их на время максимума нагрузки энергосистемы. Например, насосы наполняют резервуары, емкость которых равна 3–4-часовому расходу воды. Если наполнить их до наступления максимума нагрузки, то можно будет отключить насосы на время максимума.

Зарядные станции заводских электровозов, электрокаров заряжают за сутки сотни аккумуляторов. В конце смены разряженные аккумуляторы заменяются на заряженные. При наличии резервных зарядных агрегатов можно избежать зарядки в часы максимума нагрузки и получить эффект от регулирования мощности зарядных станций. Такой же эффект можно получить путем смещения обеденных перерывов участков и цехов.

Другим примером является установка дополнительных мельниц на цементных заводах, компрессоров на машиностроительных заводах, снижающих нагрузку в часы максимумов системы ценой дополнительных капиталовложений в заводскую технику.

К энергосберегающим мероприятиям второй группы относится также организация ремонтов энергоемких электроприемников в часы максимума нагрузки энергосистемы. При этом длительные ремонты целесообразно планировать на период осенне-зимнего максимума, что позволит уменьшить рассчитываемую установленную мощность электростанций и районных электрических сетей.

### **3.3. Показатели энергоэффективности промышленных предприятий и их нормирование**

В качестве показателей энергетической эффективности Законом об энергосбережении Республики Беларусь [2] определены научно обоснованные абсолютная или удельная величина потребления ТЭР на производство единицы продукции, установленные нормативными документами. В 1988 г. дополнительно введен еще один показатель, позволяющий оценивать энергоэффективность использования ТЭР – целевой показатель по энергосбережению (ЦП).

*Абсолютная величина электропотребления*  $W$  за отчетный период отражает общее электропотребление предприятия, но не учитывает объем производимой продукции или каких либо работ, услуг. Это не позволяет объективно сравнивать энергоэффективность разных предприятий, поскольку их производственные программы могут сильно различаться.

Абсолютная величина электропотребления как показатель энергоэффективности может использоваться для потребителей, не производящих продукцию, например, объектов соцкультбыта.

*Удельная величина электропотребления*  $\Delta W$  на производство единицы продукции определяется из выражения

$$\Delta W = \frac{W_i}{P_i}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{ед. прод.}},$$

где  $W_i$  – общезаводской объем потребленной электроэнергии на производство  $i$ -го вида продукции, кВт·ч;

$P_i$  – объем производства  $i$ -го вида продукции.

Этот показатель необходим для учета энергетической составляющей затрат в структуре себестоимости продукции (работ, услуг) и используется для оценки энергоэффективности конкретного вида продукции у производителя. Сравнение фактических удельных расходов ТЭР на выпуск продукции различных предприятий, производящих даже один и тот же вид продукции, не всегда корректно, так как на формирование удельного расхода ТЭР влияет большое количество факторов как объективного, так и субъективного характера. К *объективным факторам* относятся производственная программа выпуска продукции, характеристики используемого сырья и окружающей среды, состояние технологического оборудования. К *субъективным факторам* относятся внедрение энергосберегающих мероприятий, квалификационные навыки производственного персона-

ла, выбор того или иного состава технологического оборудования для выполнения заданной производственной программы.

*Целевой показатель по энергосбережению (ЦП)* – интегральный показатель энергоэффективности, характеризующий производственную деятельность всего предприятия по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование ТЭР на всех стадиях их потребления. Советом Министров Республики Беларусь ежегодно устанавливается ЦП в качестве одного из показателей социально-экономического и производственного развития республики. Значения ЦП доводятся в виде заданий республиканским органам управления и предприятиям.

Для учреждений и организаций, а также предприятий, основной деятельностью которых не является производство промышленной продукции (к ним относятся, например, предприятия транспорта нефти, газа), целевой показатель определяется по формуле

$$\text{ЦП} = \left( \frac{\text{ОЭЗ}^{\circ}}{\text{ОЭЗ}_{\text{с.у}}^{\text{б}}} - 1 \right) 100\% , \quad (3.1)$$

где  $\text{ОЭЗ}^{\circ}$  – обобщенные энергозатраты за отчетный период, т у. т;

$\text{ОЭЗ}_{\text{с.у}}^{\text{б}}$  – обобщенные энергозатраты базисного периода, приведенные к сопоставимым условиям отчетного периода, т у. т.

Для предприятий, в основном производящих промышленную продукцию, целевой показатель рассчитывается следующим образом:

$$\text{ЦП} = \left( \frac{\text{ОЭЗ}^{\circ}}{\text{ОЭЗ}_{\text{с.у}}^{\text{б}}} - 1 \right) 100 - I_{\text{пп}} , \% , \quad (3.2)$$

где  $I_{\text{пп}}$  – темпы изменения объемов производства промышленной продукции в сопоставимых ценах, %.

Обобщенные энергозатраты базисного периода приводятся к сопоставимым условиям отчетного периода для того, чтобы оценка ЦП была объективной. Сопоставимые условия представляют собой совокупность факторов отчетного периода, связанных с изменением энергопотребления, но не отражающих мероприятия по энергосбережению.

При работе ЦП по формуле (3.2) величина  $OЭЗ_{с.у}^6$  определяется без учета изменения объемов промышленной продукции. Формула (3.1) также может использоваться для расчета ЦП предприятий, выпускающих промышленную продукцию, но в этом случае при определении величины  $OЭЗ_{с.у}^6$  изменение объемов промышленной продукции учитывать обязательно.

Физический смысл ЦП состоит в том, что при сопоставимых условиях отчетного и базисного периодов значение данного показателя равно достигнутой экономии или перерасходу ТЭР (в процентах относительно потребления ТЭР отчетного периода). Поэтому задание по выполнению ЦП всегда со знаком «минус». Отчетное положительное значение ЦП свидетельствует об ухудшении энергоэффективности в анализируемом периоде.

Необходимость введения ЦП обуславливается следующими причинами:

- во-первых, ЦП позволяет оценивать энергоэффективность всех ТЭР предприятия в целом в отличие от удельного расхода ТЭР, относящегося к конкретному виду энергоресурса и конкретному виду продукции. Например, для предприятий с несколькими видами выпускаемой продукции удельный расход ТЭР по отдельному виду продукции может возрасти, что укажет на снижение энергоэффективности производства данного вида продукции, а ЦП при этом может принять положительное или отрицательное значение в зависимости от доли затрат ТЭР на производство данного вида продукции в общем объеме потребляемых ТЭР;

- во-вторых, ЦП используется для оценки энергоэффективности всех без исключения потребителей ТЭР, а не только производящих продукцию, как в случае удельного расхода ТЭР;

- в-третьих, в отличие от общего потребления ТЭР, не раскрывающего причин изменения расхода энергоресурсов в отчетном периоде, учет сопоставимости условий при расчете ЦП позволяет выявить факторы, оказывающие влияние на потребление ТЭР.

Проведение энергосберегающей политики на предприятиях предполагает три основных этапа:

- энергетический аудит;
- прогнозирование электропотребления;
- нормирование электропотребления.

*Энергетический аудит* – это энергетическое обследование предприятий, учреждений, организаций, производимое в целях выявления потенциалов энергосбережения для достижения максимальной эффективности использования ТЭР и обеспечения их экономии.

В Беларуси раз в 5 лет является обязательным проведение энергоаудита предприятий, учреждений и организаций с годовым суммарным потреблением ТЭР более 1,5 тыс. т у. т. Ключевым звеном при проведении энергоаудита является разработка нормализованного баланса предприятия по электрической и тепловой энергии. [13]. Он составляет основу разработки норм расхода ТЭР, позволяет определить мероприятия по экономии энергоресурсов. Нормализованный баланс представляется в виде матрицы, где по одной оси указываются статьи расхода, по другой – направления (резервы) экономии ТЭР. Правильно выбранные системы координат (расход по подразделениям, по статьям расхода, объекты, области управления, функции управления, направления экономии энергоресурсов) обеспечивают наибольшую полноту возможных мероприятий по энергосбережению.

Применяют два уровня обследования: предварительное энергетическое обследование и полное энергетическое обследование. Предварительное обследование включает сбор данных об энергопотреблении, составление листов-опросников и, в конечном итоге, раскрывает, сколько потребляется энергии, где она используется и насколько эффективно.

При предварительном энергетическом обследовании устанавливаются наиболее очевидные энергетические потери, выявляются энергосберегающие мероприятия, не требующие достаточного обоснования в связи с тем, что они имеют явный эффект. Предварительное энергетическое обследование дает первую опорную точку для планирования энергосбережения.

При подробном энергетическом обследовании разделяются и выявляются энергетические поиски по отдельным цехам, установкам. Анализ использования энергии основывается на измерениях, изучении графиков и режимов работы оборудования.

Энергоаудит позволяет объективно оценить *потенциальные* возможности повышения энергоэффективности предприятия. Однако планировать нормы абсолютного и удельного расхода электроэнергии на последующий календарный период исходя из реализации в

полном объеме выявленных при энергоаудите возможностей снижения электропотребления нереально. Причин этому несколько. Во-первых, неопределенность производственной программы предприятия на следующий календарный период, особенно при нестабильной экономической ситуации, когда возможно резкое снижение спроса на рынке на выпускаемую продукцию. Во-вторых, у предприятия может не хватить финансовых средств для реализации всех энергосберегающих мероприятий. Отсюда возникает необходимость *прогнозирования электропотребления* с учетом реальных возможностей повышения энергоэффективности на планируемый календарный срок. Исходной информацией для прогноза электрических нагрузок должна быть информация о прошлых нагрузках, предполагаемом объеме производимой продукции и планируемых энергосберегающих мероприятиях.

*Нормирование абсолютных и удельных расходов электроэнергии* производится с учетом результатов прогнозирования электропотребления. Известны следующие методы прогнозирования или их сочетания:

- опытный;
- расчетно-аналитический;
- отчетно-статистический;
- расчетно-статистический.

Из перечисленных методов наиболее старыми являются опытный и расчетно-аналитический. Эти методы предполагают возможность точного расчета, основанного на исследовании каждой отдельной технологической операции, конкретных электроприемников. Усложнение структуры электроприемников привело к необходимости отказа от детерминированных расчетов, основанных на исследовании единичного, к вероятностным (статистическим) представлениям. В системе нормирования расходов электроэнергии стали применяться отчетно-статистический и расчетно-статистический методы.

*Опытный метод* расчета норм расхода электроэнергии состоит в определении удельных затрат электроэнергии по данным, полученным в результате эксперимента. Для проведения эксперимента оборудование должно быть в технически исправном состоянии и отлажено, а технологический процесс должен осуществляться в режиме, предусмотренном технологическими регламентами и инструкциями. При этом загрузка энергетического и технологического оборудования по мощности и производительности должна соответствовать

проектной. Кроме того, в нормы расхода электроэнергии не должны включаться затраты ресурса, вызванные непредвиденными обстоятельствами. Из условий проведения эксперимента по определению норм видно, что норма расхода электроэнергии будет представлять лишь одну реализацию из всей совокупности ее значений. Для повышения эффективности опытного метода необходим многофакторный эксперимент, проведение которого в условиях изменяющейся производственной программы и фактических условий работы и состояния технологического оборудования практически невозможно. Поэтому опытный метод может использоваться для нормирования расхода электроэнергии мощными единичными технологическими установками, например, компрессорами, насосами.

*Расчетно-аналитический метод* предполагает определение норм расхода электроэнергии в производстве на основе составления полного электрического баланса или путем математического описания закономерностей протекания процесса на основе учета аналитических зависимостей, связывающих расходы электроэнергии с технологическими факторами. При этом должны учитываться прогрессивные показатели использования электроэнергии в данном производстве.

Этот метод нормирования предусматривает расчет точного количества потребленной электроэнергии для каждой технологической операции, каждого агрегата или вида продукции и распространение полученных результатов на предприятии в целом. Предполагается возможным переход от данных по отдельным электроприемникам (с учетом режимов их работы, видов выпускаемой продукции и ее количества) или по технологической линии к расходам электроэнергии по цеху и предприятию в целом за смену, сутки, месяц, квартал и год. Однако рассчитать расход электроэнергии больших современных предприятий, работающих в условиях изменяющейся производственной программы, практически невозможно.

Удельные расходы электроэнергии на единицу продукции одного предприятия не могут быть перенесены на другое из-за индивидуальных особенностей каждого предприятия, заключающихся прежде всего в качественных и количественных характеристиках используемого оборудования, сырья и др. Фактические удельные расходы на производство одного и того же вида продукции в рамках одной отрасли могут отличаться на порядок.

Для большинства промышленных предприятий основной расчетно-аналитического метода является составление полного годового (квартального) электрического баланса, который предполагает учет влияния каждой единицы электрооборудования на суммарное электропотребление. Расход электроэнергии каждым электроприемником определяется по известному выражению [14]

$$W = k_{и} P_{уст} T \cdot n, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

где  $k_{и}$  – коэффициент использования установленной мощности оборудования;

$P_{уст}$  – установленная мощность электроприемника, кВт;

$T$  – число часов работы оборудования, ч/год;

$n$  – количество однотипного оборудования, шт.

Разработка электрического баланса предполагает однозначное определение количества работающего оборудования, режима и продолжительности его работы. Коэффициент использования  $k_{и}$ , характеризующий загрузку оборудования по мощности и по времени, определяется либо по справочным материалам, либо по данным замеров. Значения  $k_{и}$  в справочных материалах являются усредненными данными по группам однотипного технологического оборудования. Поэтому определение этого коэффициента по справочным материалам вносит значительную ошибку при составлении электрического баланса конкретного промышленного предприятия.

Другим фактором, вносящим погрешности при расчете электропотребления, является невозможность учета реально отработанного времени каждым электроприемником. Вносимая погрешность увеличивается с ростом количества электроприемников.

Удельный расход электроэнергии представляет его среднее значение при среднем объеме выпуска продукции за год и является единичным значением из множества его суточных реализаций на годовом интервале времени.

Вторым способом реализации расчетно-аналитического метода разработки норм удельного электропотребления является математическое описание физики протекания технологического процесса. Однако практически неизбежные упрощения при построении математической модели сложных объектов, например, предприятий тру-



бопроводного транспорта нефти и газа [15], не позволяют добиться приемлемой точности нормирования.

*Отчетно-статистический метод* предусматривает определение норм расхода электроэнергии на основе анализа данных форм статистической отчетности о фактических удельных расходах электроэнергии и факторов, влияющих на их изменение, за ряд предыдущих лет. При этом необходимо учитывать изменения в технологии и выполнение заданий по экономии электроэнергии. Плановая величина нормы расхода устанавливается ниже по сравнению с отчетной за счет предполагаемых организационно-технических мероприятий по энергосбережению.

Отчетно-статистический метод рекомендуется применять для нормирования общих расходов электроэнергии предприятий социальной и культурно-бытовой сферы, годовой и квартальной объемы электропотребления которых достаточно стабильны.

*Расчетно-статистический метод* является дальнейшим развитием опытно-статистического метода. Его информационную базу составляют как данные форм статистической отчетности об электропотреблении и выпуске продукции, так и данные суточного (посменного) учета по показателям автоматизированных информационно-измерительных систем, что в конечном итоге повышает достоверность определения удельных расходов электроэнергии. На основе этих данных методами регрессивного анализа определяются эмпирические зависимости расхода электроэнергии от наиболее существенных технологических факторов, к которым относятся производительность, загрузка оборудования, режим работы, параметры процесса и др.

Из перечисленных методов нормирования в нестабильных условиях функционирования промышленных предприятий наиболее предпочтительным является расчетно-статистический метод. Возможно и то или иное сочетание нескольких методов.

### **3.4. Энергетические расходные характеристики потребителей электроэнергии**

Экономичность работы промышленных предприятий в целом и отдельных технологических участков и агрегатов определяются на основе расходных характеристик двух видов:

– удельные расходные характеристики (УРХ), представляющие собой зависимость удельного электропотребления  $\Delta W$ , кВт·ч/ед. прод., от производительности  $\Delta\Pi$ , ед. прод./ед. врем.;

– приведенные расходные характеристики (ПРХ), представляющие собой зависимости активных нагрузок потребителей  $P$ , кВт, от производительности  $\Delta\Pi$ , ед. прод./ед. врем.

УРХ могут быть получены статистическим методом. Для этого достаточно иметь два конечных временных ряда электропотребления  $W$ , кВт·ч., и выпуска продукции  $\Pi$  в натуральных, стоимостных или относительных единицах. Величины удельного электропотребления и производительности получаются из этих рядов по формулам

$$\Delta W = \frac{W}{\Pi};$$

$$\Delta\Pi = \frac{\Pi}{T},$$

где  $T$  – календарный интервал времени (час, месяц, квартал, год), для которого определяется производительность.

Исходные данные об электропотреблении и выпуске продукции извлекаются из оперативных журналов и отчетов. С установкой на предприятиях автоматизированных информационно-измерительных систем появилась возможность более точно определять расходные характеристики и оперативно отслеживать их изменения во времени.

Типовые формы энергетических расходных характеристик обоих видов представлены на рис. 3.2–3.5. Вогнутая ПРХ (рис. 3.2) может иметь точку минимума удельного расхода электроэнергии при производительности  $\Delta\Pi_3$ , которую следует считать оптимальной с энергетической точки зрения. Такими характеристиками обладают ткацкие станки, наклонные ленточные транспортеры, вентиляторы с загнутыми вперед лопастями, ковшовые элеваторы и другие электроприемники.

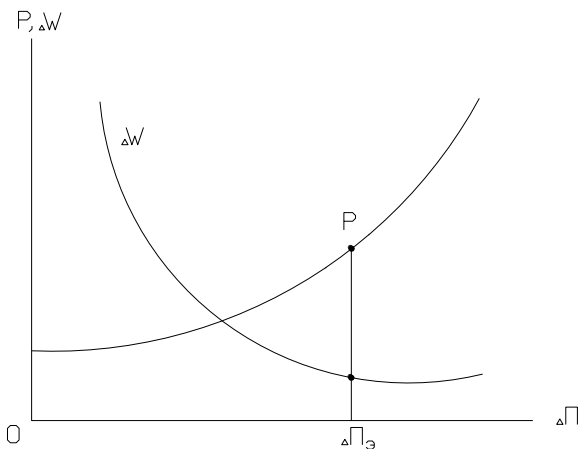


Рис. 3.2. Вогнутая ПРХ

Оборудование с выпуклыми ПРХ (рис. 3.3) имеют центробежные насосы, вентиляторы с загнутыми назад лопастями, кордочесальные машины и другие электроприемники.

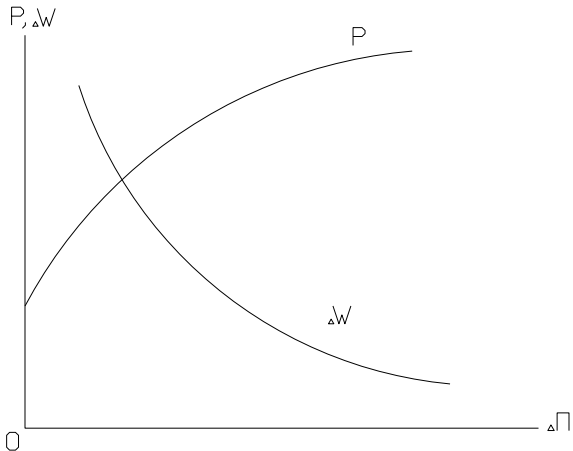


Рис. 3.3. Выпуклая ПРХ

подавляющее большинство производственного оборудования имеет близкие к прямолинейным в зоне рабочих нагрузок ПРХ (рис. 3.4). К этому оборудованию относятся горизонтальные линейные транс-

портеры, центробежные насосы с пологими характеристиками, центробежные вентиляторы с радиальными лопастями, компрессоры, дробилки, ситценабивные машины, автоматические прессы, электролизеры и другие механизмы.

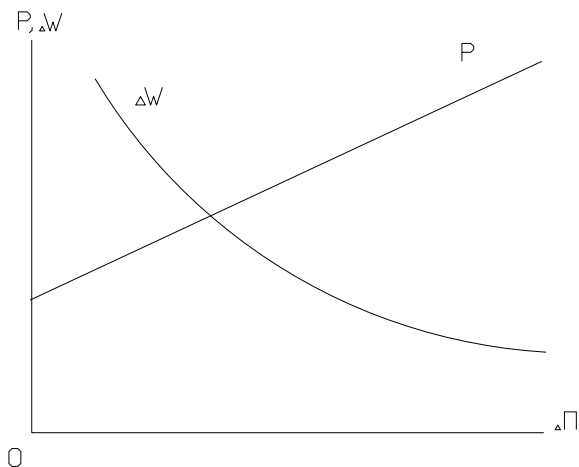


Рис. 3.4. Прямолинейная ПРХ

Для оборудования с вогнутыми и прямолинейными ПРХ удельный расход электроэнергии снижается с увеличением производительности и достигает минимума при максимальном значении.

В редких случаях встречаются аномальные ПРХ (рис. 3.5), при которых величина потребляемой мощности снижается при повышении производительности. Такую форму имеют, например, шаровые мельницы.

Энергетические расходные характеристики используются для установления оптимальных технологических параметров оборудования при нормировании удельных расходов электроэнергии и выявлении потенциального энергосбережения на промышленных предприятиях. Увеличивая нагрузку оборудования до оптимального значения, можно добиться расхода электроэнергии, что повышает эффективность использования энергоресурсов на предприятии.



Рис. 3.5. Анормальная ПРХ

Уравнение прямолинейной характеристики потребляемой мощности имеет вид

$$P = \Delta P_x + \Delta W_{\Pi} \cdot \Delta \Pi,$$

где  $\Delta P_x$  – постоянные потери активной мощности (потери холостого хода);

$\Delta W_{\Pi}$  – удельная величина переменных расходов электроэнергии на единицу производимой продукции, постоянная для прямолинейной ПРХ.

Разделив левую и правую части уравнения на производительность оборудования, получим выражение для определения удельного расхода электроэнергии оборудования с прямолинейной ПРХ:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_x}{\Delta \Pi} + \Delta W_{\Pi}. \quad (3.3)$$

Отсюда следует, что оборудование с прямолинейной ПРХ должно работать с максимальной производительностью для того, чтобы снизить удельный расход электроэнергии. Если не удастся по условиям производства все время полностью загружать технологическое

оборудование, то для улучшения энергетического режима следует работать с перерывами, увеличивая производительность в периоды работы. Это позволяет уменьшить потребляемую электроэнергию при одном и том же объеме выпускаемой продукции.

Из уравнения (3.3) следует, что чем больше потери холостого хода  $\Delta P_x$ , тем быстрее увеличивается удельный расход электроэнергии  $\Delta W$  при снижении производительности оборудования  $\Delta \Pi$ .

Удельная величина переменных расходов электроэнергии  $\Delta W_n$  потребителей с нелинейными ПРХ не является постоянной величиной, а зависит от производительности. При этом у вогнутых характеристик она возрастает с увеличением производительности, а у выпуклых снижается.

Суммарное электропотребление предприятия можно разделить на составляющие:

$$W = W_T + W_B + \Delta W_x + \Delta W_n,$$

где  $W_T$  – расход электроэнергии на технологический процесс;

$W_B$  – расход электроэнергии на вспомогательные и хозяйственные нужды предприятия (освещение, вентиляция, отопление, промышленный транспорт, подсобные производства и т.д.);

$\Delta W_x$  – потери электроэнергии холостого хода;

$\Delta W_n$  – нагрузочные потери в производственных агрегатах и элементах системы электроснабжения.

Тогда удельный расход электроэнергии на предприятии описывается выражением

$$\Delta W = \frac{W_T}{\Pi} + \frac{W_B}{\Pi} + \frac{\Delta W_x}{\Pi} + \frac{\Delta W_n}{\Pi}. \quad (3.4)$$

При увеличении выпуска продукции за одно и то же время, т.е. при повышении производительности, второй и третий члены выражения (3.4) уменьшаются. Первый и четвертый члены могут уменьшаться, возрастать или оставаться неизменными.

Снижение электропотребления предприятия с выпуклыми или прямолинейными ПРХ происходит при росте производительности. Однако если на предприятии преобладают электроприемники с выпуклыми ПРХ, повышение производительности может привести к

увеличению удельного расхода электроэнергии, как, например, на предприятиях трубопроводного транзита нефти [15]. Это ставит такие предприятия в невыгодные экономические условия по сравнению с предприятиями с выпуклыми и прямолинейными характеристиками. Указанное обстоятельство обязательно следует учитывать при нормировании показателей электропотребления.

В ходе производственного процесса удельные расходы могут изменяться в результате внедрения новых и совершенствования существующих технологий, автоматизации производства, перевода ряда установок на другие энергоносители, сезонных факторов, брака продукции и т.п. Изменяется и производительность оборудования из-за нестандартности сырья и продуктов обработки, нестабильности внешних условий, ухудшения технологических параметров работы, нарушений технологической дисциплины, износа и загрязнения оборудования и т.п. Одни из перечисленных факторов являются положительными, обеспечивающими увеличение производительности оборудования и снижение удельного расхода электроэнергии, другие – отрицательными, снижающими производительность и повышающими удельный расход электроэнергии, что необходимо учитывать при выборе и разработке мероприятий по энергосбережению.

### **3.5. Информационное обеспечение промышленных предприятий как объектов электропотребления**

Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП), получившие в последние годы широкое распространение на промышленных предприятиях, являются источником накопления и систематизации исходной информации об электропотреблении и технологических переменных, характеризующих режимы работы потребителей.

Эта информация используется для определения технико-экономических показателей работы предприятий, а также расчета текущих показателей энергоэффективности, их прогнозирования и нормирования на последующие календарные сроки. На основе этой информации разрабатываются математические модели режимов электропотребления, представляющие собой совокупность уравнений и ограничений, которые в количественной форме описывают статистические и динамические связи между параметрами предприятия.

Математическое описание предприятия отражает основные закономерности, присущие данному предприятию, и является основой для решения задач управления энергоэффективностью.

Системы электроснабжения представляют собой сложные объекты, входные и выходные параметры которых, а также промежуточные параметры, характеризующие внутренние состояния объектов, зависят от многочисленных, зачастую трудно различимых факторов. Получение адекватного математического описания представляет собой весьма сложную задачу. Следует иметь в виду, что исследованию и моделированию обычно подлежат не сами по себе промышленные предприятия с их конструктивными, физическими и технологическими особенностями, а их свойства, отраженные в значениях основных показателей и взаимных связях между ними [16].

Существует два подхода к математическому описанию свойств объекта: детерминированный и статистический.

В основе детерминированного подхода лежат теоретические предположения о природе исследуемого технологического процесса. Искомые уравнения связи формируются в результате рассмотрения физических закономерностей процессов, происходящих в объекте управления, с использованием различных математических методов. Однако только теоретическое рассмотрение не позволяет учесть все многообразие реально действующих факторов и условий работы. Действительность всегда богаче законов, ее описывающих. Поэтому реальное поведение объекта практически всегда в той или иной степени отличается от описываемого теоретического.

Статистический подход основан на обработке экспериментальных данных, полученных непосредственно на действующем объекте методами теории вероятностей и математической статистики.

При этом могут быть использованы статистические данные, полученные в результате активного или пассивного эксперимента [16, 17]. Таким образом, качество будущей модели электропотребления закладывается уже на этапе формирования исходных данных. Выводы, получаемые в результате моделирования, обусловлены полнотой и достоверностью исходных данных.

При проведении *активного эксперимента* в технологическую систему промышленного предприятия вводятся целенаправленные изменения по заранее спланированной программе. При этом происходит непосредственное наблюдение и регистрация данных, необхо-



димых для построения модели режимов электропотребления, однако в производственных условиях активный эксперимент имеет ряд существенных ограничений. Для того, чтобы изменение режима электропотребления, вызванное целенаправленным воздействием на технологическую систему, не потерялось в общем изменении режима электропотребления, указанное воздействие должно иметь значительный, ярко выраженный характер, что связано с опасностью нарушения технологического процесса. Также затруднено длительное проведение активного эксперимента для накопления достаточного для исследования объема данных.

В большинстве случаев предпочтение отдается данным, полученным в результате *пассивного эксперимента*. При моделировании на основе данных, полученных в результате пассивного эксперимента, в качестве исходной информации используются ранее накопленные данные, содержащиеся в первичной учетной и технологической документации, в диаграммах самопишущих приборов. Эта информация рассматривается как результат ранее поставленных массовых опытов. Данные, полученные в результате пассивного эксперимента, имеют ряд недостатков, поскольку не всегда соответствуют поставленным задачам. Однако эти недостатки компенсируются большим объемом данных, их доступностью и дешевизной.

При формировании информационной базы данных с целью построения расчетно-статистических моделей режимов электропотребления необходимо выполнять требования сопоставимости данных, а именно: идентичность степени агрегирования данных, однородность структуры единиц совокупности, единство способов учета показателей во времени, идентичность периодичности учета отдельных переменных во времени, единство принципов и процедур расчета показателей.

Рассмотрим подробнее перечисленные условия сопоставимости данных.

*Идентичность степени агрегирования данных.* Трудности в выполнении данного требования возникают в основном при моделировании режимов электропотребления цехов (участков) или отдельных технологических установок, поскольку при наличии системы учета электроэнергии низкого уровня расход электроэнергии фиксируется на уровне всего предприятия или цеха (участка). Признаки, характеризующие работу отдельной технологической установки,

могут фиксироваться на уровне цеха (участка). При этом для признаков, измеряемых и учитываемых на уровне цеха (участка), правомерным является использование среднецеховых данных для однотипных цехов. Возможно условие распределения агрегированного показателя цехового уровня между технологическими установками пропорционально их мощности и длительности работы.

*Однородность структурных единиц совокупности.* Различия в структуре единиц совокупности возникают по разнообразным причинам. Во-первых, в ходе научно-технического прогресса, а также под действием рыночных отношений между субъектами хозяйствования возникают межотраслевые связи, и отдельные предприятия начинают производить комплекс разнородной продукции. Соответственно и технология производства данной продукции имеет существенные различия. Кроме того, технология производства даже однородной продукции, имеющей схожие потребительские свойства, может иметь существенные особенности, влияющие на режимы электропотребления (например, качество исходного сырья). В такой ситуации целесообразно перейти к моделированию объектов более низкого уровня с более сопоставимой структурой, т.е. строить модели режимов электропотребления по каждой определенной группе продукции (или по каждому виду продукции), а модель режимов электропотребления более высокого уровня (цеха, предприятия) получать объединением частных моделей.

Во-вторых, модернизация технологического процесса приводит к несопоставимости структуры во времени. Так, полная смена технологии выпуска продукции не позволяет одновременно использовать статистические данные по выпуску продукции до и после смены технологического процесса. Однако изменения в технологическом процессе могут быть учтены вводом в модель режимов электропотребления характеристик структуры. Например, транспортировка нефти или газа в рамках календарного года может осуществляться по одному или двум трубопроводам в одном направлении. Таким образом, в качестве характеристики структуры в модель необходимо включить эквивалентный диаметр нефтепровода или газопровода.

*Единство способов учета показателей во времени.* Согласно данному требованию необходимо стремиться к тому, чтобы все переменные модели были измерены идентично. Однако если это по ка-

ким-либо причинам невозможно, то необходимо минимизировать величину ошибки, возникающей из-за различных способов учета.

*Идентичность периодичности учета отдельных переменных во времени.* Это требование сопоставимости данных возникает вследствие различной периодичности измерений отдельных переменных. В зависимости от организации системы учета электроэнергии и технологических факторов, формирующих режимы электропотребления, интервалы замеров могут варьироваться от одного часа до месяца. В целях соблюдения единообразия необходимо ориентироваться на переменные с наибольшей величиной интервала замера.

Использование статистики с малой величиной интервала замера позволяет улучшить качество моделирования режимов электропотребления промышленных предприятий со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией за счет учета большего количества существующих режимов электропотребления. Например, для предприятий трубопроводного транспорта нефти характерен высокий уровень автоматизации учета энергоресурсов, что позволяет производить глубокие исследования режимов электропотребления. Возможна фиксация профиля электрической нагрузки с интервалом осреднения от 1 до 60 минут. Однако применение данной статистической информации для моделирования режимов электропотребления ограничено из-за большей величины интервала замера технологических факторов, формирующих режим. Так, физико-химические свойства нефти фиксируются ежесуточно, а напоры нефти на входе и выходе нефтеперекачивающей станции фиксируются с интервалом от 1 до 24 часов. С учетом периодичности измерений большинства технологических факторов в основу создания моделей режимов электропотребления предприятий трубопроводного транспорта нефти положена суточная статистическая информация [15].

Использование месячной статистики допустимо в основном для промышленных предприятий с простой взаимосвязью между энергетикой и технологией.

*Единство принципов и процедур расчета показателей.* Несопоставимость показателей может возникнуть из-за различий в методах расчета признаков, характеризующих работу технологического оборудования как в рамках предприятия за разные промежутки времени, так и в рамках цехов предприятия за одинаковые промежутки

времени. При различии принципов и процедур расчета показателей необходимо приводить последние в сопоставимый вид.

Для решения задач управления энергоэффективностью необходим значительный объем исходных данных, накапливаемых в информационной базе данных. При разработке этой базы возможны два технических решения:

- использование файловых систем (библиотека набора данных в рамках операционных систем), специализированная разработка информационной организации данных под набор задач и специализированных программ обслуживания;
- применение универсальных систем управления базами данных в рамках операционной системы, структурно-логическое проектирование баз данных и организация доступа к ним из различных прикладных программ.

### 3.6. Малозатратное энергосбережение

Кардинальным решением проблемы энергосбережения является замена устаревшего оборудования новым, более экономичным, коренная модернизация производственного оборудования, внедрение прогрессивных технологий, что может снизить удельное электропотребление в несколько раз. Этот путь требует больших инвестиций, поэтому далеко не всегда возможен. Во многих случаях приходится ограничиваться использованием имеющихся ресурсов малозатратного энергосбережения, в том числе электросбережения.

Реализация малозатратного энергосбережения возможна за счет повышения уровня технологической дисциплины обслуживающего персонала, оптимизации производственных процессов на существующем оборудовании и других малозатратных энергосберегающих мероприятий. Меньший эффект, достигаемый при малозатратном энергосбережении, в определенной степени компенсируется быстротой его получения.

Косвенным, но достаточно объективным показателем и мерой потенциальных возможностей малозатратного энергосбережения могут служить диапазоны разброса энергетических расходных характеристик отдельных электроприемников, их технологически, территориально или режимно обособленных групп и промышленных

предприятий в целом относительно их осредненных на достаточно длительных (месяц, квартал) интервалах времени значений. Этот разброс численных значений удельного электропотребления объясняется воздействием на технологический процесс двух факторов: управляемых и неуправляемых. Удельная расходная характеристика рассматривается [18–23] как аддитивная смесь полезной составляющей  $\Delta W_{\text{пар}}(\Delta\Pi)$  и помехи  $\Delta W_{\text{ст}}(\Delta\Pi)$ :

$$\Delta W(\Delta\Pi) = \Delta W_{\text{пар}}(\Delta\Pi) + \Delta W_{\text{ст}}(\Delta\Pi),$$

где  $\Delta W_{\text{пар}}(\Delta\Pi)$  – параметрическая составляющая характеристики, обусловленная влиянием управляемых параметров, зависящих от эксплуатационного персонала, его квалификации, качества работы и соблюдения технологической дисциплины;

$\Delta W_{\text{ст}}(\Delta\Pi)$  – стохастическая составляющая, обусловленная влиянием неуправляемых параметров, не зависящих от деятельности эксплуатационного персонала, например, изменением качества поступающего сырья или номенклатуры производимых изделий, погрешностями измерений расходов энергоносителей и объема выпуска продукции.

Предложенная в [23] идея мониторинга (отслеживания) расходных характеристик позволяет получать изменяющиеся во времени параметрические составляющие, которые можно использовать для объективной оценки скрытых резервов малозатратного энергосбережения. Это дает возможность отказаться от существующего в практике нормирования подхода «от достигнутого», не учитывающего, что предприятия, активно проводящие энергосберегающие мероприятия, быстрее исчерпывают свои возможности малозатратного энергосбережения и поэтому могут оказаться в невыгодном положении по сравнению с предприятиями, где работе по энергосбережению уделяется недостаточно внимания. Следует также учитывать, что экономичность работы одних и тех же технологических установок на разных предприятиях может существенно отличаться из-за различных условий работы. Поэтому объективные возможности снижения удельного электропотребления у них неодинаковы. Указанные обстоятельства должны выявляться в процессе проведения энергоаудитов и учитываться при планировании удельных норм потребления электрической и тепловой энергии.

Целесообразно планировать снижение удельного электропотребления в фиксированной доле не от абсолютных значений удельных расходов, а от диапазонов разброса параметрических составляющих расходных характеристик. Потребители, существенно снижающие удельные расходы, будут при этом поощряться относительно меньшими последующими заданиями по снижению норм расхода.

На рис. 3.6 показаны полный диапазон разброса значений удельного расхода электроэнергии за определенный календарный срок (месяц, квартал, год) и его параметрическая составляющая. Диапазон разброса параметрической составляющей удельного расхода представляет собой его интервальную оценку вида

$$\Delta W(\Delta П) = \Delta \bar{W}(\Delta П) \pm k\delta,$$

где  $\Delta \bar{W}(\Delta П)$  – точечная оценка УРХ;

$k$  – квантиль, определяющая диапазон параметрического разброса УРХ;

$\delta$  – среднеквадратичное отклонение значений УРХ относительно точечной оценки.

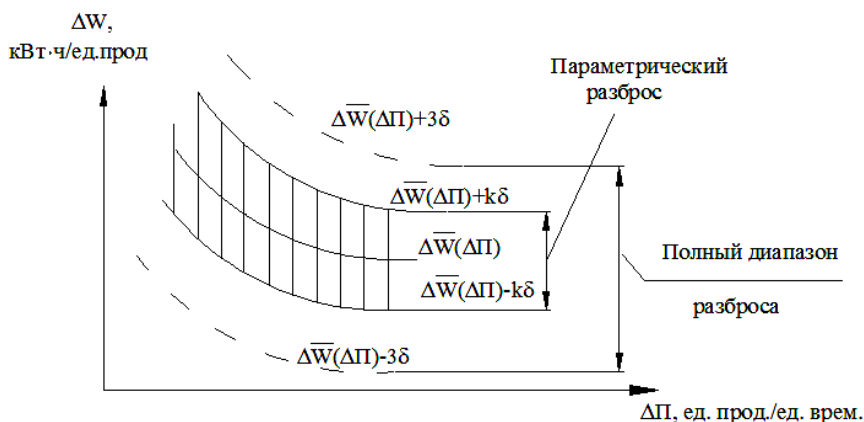


Рис. 3.6. Удельные расходные характеристики

Параметрический разброс УРХ можно рассматривать как меру «режимной уступчивости» потребителя при его режимном взаимо-

действии с энергосистемой, которая соответствует потенциалу малозатратного электросбережения. Соответствующая этому разбросу квантиль  $k$  выбирается на основании экспертного анализа энергосберегающего потенциала данного производства специалистами – технологами и энергетиками.

Для решения задачи режимного взаимодействия энергосистемы с потребителями и маневрирования энергосбережением необходимо представить информацию об его удельных значениях в виде ПРХ (рис. 3.7).

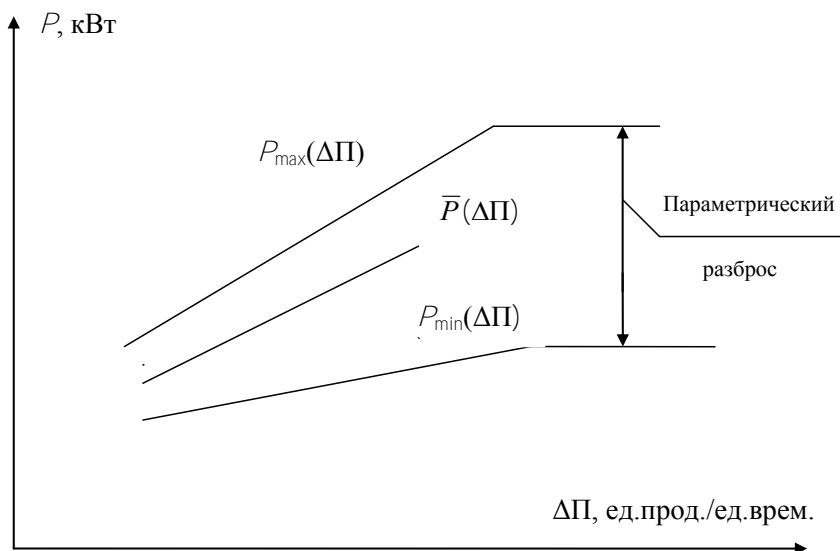


Рис. 3.7. Приведенные расходные характеристики.

Переход от УРХ к ПРХ осуществляется по следующим формулам [18]:

$$\bar{P}(\Delta\Pi) = \Delta\bar{W}(\Delta\Pi) \cdot \Delta\Pi;$$

$$P_{\max}(\Delta\Pi) = [\Delta\bar{W}(\Delta\Pi) + k\delta] \Delta\Pi;$$

$$P_{\min}(\Delta\Pi) = [\Delta\bar{W}(\Delta\Pi) - k\delta] \Delta\Pi,$$

где  $\bar{P}(\Delta\Pi)$  – точечная оценка ПРХ;

$P_{\max}(\Delta\Pi)$  и  $P_{\min}(\Delta\Pi)$  – соответственно верхняя и нижняя границы интервальной оценки.

При этом интервальная оценка может изменяться даже при одной и той же точечной оценке. В связи с этим возникает необходимость мониторинга точечной оценки и корректировки квантили  $K$ , определяющей интервальную оценку.

*Мониторинг точечной оценки УРХ* сводится к периодической проверке гипотезы  $H1$  о равенстве осредненных значений характеристик на смежных интервалах времени  $T_1, T_2, \dots, T_r$ . Эта гипотеза предполагает, что неизвестные истинные значения осредненной характеристики совпадают, а различия наблюдаемых осредненных значений  $\Delta\bar{W}(\Delta\Pi, T_1), \Delta\bar{W}(\Delta\Pi, T_2), \dots, \Delta\bar{W}(\Delta\Pi, T_r)$  обусловлены ограниченностью количества экспериментальных точек  $n_1, n_2, \dots, n_r$ , образующих  $r$  независимых выборок.

Альтернативная гипотеза  $H2$  объясняет различие наблюдаемых осредненных значений изменениями истинных значений УРХ. Если распределение экспериментальных точек удельного электропотребления относительно осредненных кривых близко к нормальному, критерий значимости для проверки гипотезы  $H1$  о неизменности истинной осредненной характеристики (гипотеза принимается, если неравенство удовлетворяется) имеет вид

$$\left| \Delta\bar{W}(\Delta\Pi, T_r) - \Delta\bar{W}(\Delta\Pi, T_{r-1}) \right|_{\text{cp}} < t_{qv} \left( \frac{\delta_r^2}{n_r} + \frac{\delta_{r-1}^2}{n_{r-1}} \right)^{1/2}, \quad (3.5)$$

где левая часть неравенства представляет собой средний модуль разности наблюдаемых осредненных значений характеристики на интервалах времени  $T_r$  и  $T_{r-1}$ ;

$\delta_r^2$  и  $\delta_{r-1}^2$  – дисперсии соответствующих выборок;

$t_{q,v}$  – табулированное значение  $q$ -процентного предела для распределения Стьюдента с  $v$  степенями свободы:

$$v = \frac{(\delta_r^2/n_r + \delta_{r-1}^2/n_{r-1})^2}{\frac{(\delta_r^2/n_r)^2}{n_r+1} + \frac{(\delta_{r-1}^2/n_{r-1})^2}{n_{r-1}+1}} - 2.$$



Указанная процедура проверки гипотезы  $H1$  осуществляется по окончании каждого очередного интервала времени. Если неравенство (3.5) не удовлетворяется, то принимается гипотеза  $H2$  об изменении истинной расходной характеристики и в качестве текущей точечной оценки берется осредненное значение характеристики на последнем интервале  $T_r$ .

Если гипотеза  $H1$  подтверждается несколько раз подряд, соответствующие ей выборки объединяются, и точечная оценка в текущий момент времени определяется как осредненное за интервал времени объединенной выборки значение расходной характеристики.

*Мониторинг интервальной оценки УРХ* сводится к решению статистической задачи проверки гипотезы равенства дисперсий в двух генеральных совокупностях по независимым выборкам из них. Он производится после очередной проверки гипотезы о равенстве осредненных значений характеристики. Для этого необходимо рассмотреть статистику, представляющую собой  $F$ -распределение (Фишера).

$$F = \frac{\delta_A^2}{\delta_B^2}, \quad (3.6)$$

где  $\delta_A^2$  и  $\delta_B^2$  – дисперсии выборок  $A$  и  $B$ , принимаемые равными

$$\left. \begin{array}{l} \delta_A^2 = \delta_r^2 \\ \delta_B^2 = \delta_{r-1}^2 \end{array} \right\} \text{если } \delta_r^2 > \delta_{r-1}^2; \quad \left. \begin{array}{l} \delta_A^2 = \delta_{r-1}^2 \\ \delta_B^2 = \delta_r^2 \end{array} \right\} \text{если } \delta_r^2 < \delta_{r-1}^2$$

где  $\delta_{r-1}^2$  и  $\delta_r^2$  – дисперсии соответственно предпоследней и последней выборок.

На основании статистики (3.6) строится критическая область отбрасывания гипотезы о равенстве дисперсий  $\delta_r^2 = \delta_{r-1}^2$  при выбранном уровне значимости  $q$  [24]

$$F > F_{q/2}, \quad (3.7)$$

где  $F_{q/2}$  – табулированная критическая точка  $F$  распределения, зависящая от числа степеней свободы (объемов выборок)  $n_r$  и  $n_{r-1}$ .

Если выборочное значение  $F$  удовлетворяет критерию (3.7), то гипотеза о равенстве дисперсий отклоняется, и делается заключение о существенном различии величин рассеяния значений характеристики на интервалах  $T_r$  и  $T_{r-1}$ . В этом случае среднеквадратичной оценкой рассеяния  $\delta$  в выражении интервальной оценки характеристики (3.5) будет выборочное среднеквадратичное значение на последнем интервале времени  $T_r$ . В противном случае принимается гипотеза о равенстве дисперсий генеральных совокупностей, а расхождение выборочных дисперсий объясняется статистической изменчивостью, обусловленной конечностью объемов выборок.

По результатам мониторинга точечных и интервальных оценок УРХ принимается решение о возможности объединения предыдущей и вновь полученной информации об УРХ. Имея фактические УРХ, персонал промышленного предприятия и контролирующие организации могут регулярно (ежемесячно, ежеквартально, ежегодно) сравнивать показатели работы за истекший период с установленными.

### 3.7. Регрессионные модели электропотребления

При статистическом моделировании промышленных объектов для определения влияния одного или нескольких параметров на какой-либо другой параметр используют дисперсионный анализ. При этом оценивается вероятность действительного влияния этих параметров, называемых факторами. Методами дисперсионного анализа можно, например, определить влияние качества исходного сырья на удельное электропотребление при изготовлении какой-либо продукции или эффект от проведения энергосберегающего мероприятия.

Если требуется учесть влияние одного фактора на основе средних оценок различных показателей по данным небольшого числа практических наблюдений, применяют однофакторный *дисперсионный анализ*.

Если одновременно рассматривать влияние ряда факторов на какой-нибудь параметр, задача ставится многофакторной. Многофакторные исследования с инженерной точки зрения целесообразно осуществлять в форме *регрессионного анализа*.

Методика выявления потенциальных ресурсов малозатратного энергосбережения внешне достаточно проста, поскольку сводится в конечном итоге к определению одного параметра-квантили  $\beta$ , ха-

рактирующего диапазоном параметрического разброса расходной характеристики. Однако достоверность квантили сильно зависит от квалификации и объективности специалистов, участвующих в экспертизе энергоэффективности предприятия.

Кроме того, методика малозатратного энергосбережения не позволяет выявить факторы, воздействие на которые может снизить удельное электропотребление.

Более полное представление о потенциале энергосбережения и степени влияния каждого на величину удельного электропотребления можно получить на основе регрессионного анализа. В этом случае математическую модель режимов электропотребления рассматривают как преобразователь входной информации в выходную, а всю совокупность параметров, определяющих текущее состояние технологической системы, разбивают на три группы [16]:

- группа параметров  $F = f_1, \dots, f_k$ . К данной группе относятся входные параметры, характеризующие качество и количество выпускаемой продукции, а также управляемые параметры, при помощи которых обслуживающий персонал поддерживает требуемый технологический режим работы;

- группа параметров  $Y = y_1, \dots, y_s$ . К данной группе относятся выходные параметры, характеризующие энергетические показатели технологического процесса (абсолютные и удельные расходы электроэнергии);

- группа параметров  $Z = z_1, \dots, z_m$ . Данную группу образуют неконтролируемые параметры, которые характеризуют действие возмущающих факторов (износ оборудования, изменения условий окружающей среды и т.п.).

Для параметров, определяющих текущее состояние технологической системы промышленного предприятия, принимаются следующие допущения [16]:

- изменение каждого контролируемого параметра группы  $F$  представляет собой нормально распределенный случайный стационарный процесс, обладающий свойством эргодичности;

- каждый параметр группы  $Z$  характеризует случайно и независимо действующий фактор, среди которых отсутствуют доминирующие;

– все параметры группы  $Z$  не коррелированы с контролируемыми, их изменения представляют стационарный случайный процесс с нулевым математическим ожиданием.

Следует отметить, что отклонения от нормального распределения исходных данных вносят небольшую погрешность в результаты регрессивного анализа.

Регрессивный анализ позволяет определить влияние каждого фактора на величину электропотребления и оценить степень этого влияния различными статистическими критериями. Связь между соответствующими мгновенными значениями входных и выходных параметров в общем виде для сложной технологической системы можно записать так:

$$y = \varphi[f_1, \dots, f_k, z_1, \dots, z_m]. \quad (3.8)$$

Поскольку согласно принятым допущениям каждый из параметров  $z_1, \dots, z_m$  характеризует случайно и независимо действующий фактор, не коррелированный с входными переменными, то каждое уравнение совокупности (3.8) можно привести к следующему виду:

$$y = \varphi[f_1, \dots, f_k] + \varphi[z_1, \dots, z_m] = \psi[f_1, \dots, f_k] + \xi(t),$$

где  $\xi(t)$  – стохастическая составляющая, заменяющая действие всех неконтролируемых параметров  $z_1, \dots, z_m$ .

Так как стохастическая составляющая вызывается множеством случайно и независимо действующих факторов  $Z$ , то  $\xi(t)$  является случайным процессом с нулевым математическим ожиданием и законом распределения, близким к нормальному.

Проявление стохастических связей подвержено действию *закона больших чисел*, в соответствии с которым в достаточно большом числе единиц индивидуальные особенности сглаживаются, случайности взаимопоглощаются, и взаимная связь, если она имеет существенную силу, проявляется достаточно отчетливо:

$$\mu_y = \varphi(f_1, \dots, f_k),$$

где  $\mu_y$  – математическое ожидание выходного параметра  $y$ .

Полагая, что связи между параметрами линейные, статистическое описание режима электропотребления как выходного параметра технологической системы промышленного предприятия можно представить в виде:

$$W_j = \beta_0 + \beta_1 \cdot f_{2j} + \beta_2 \cdot f_{2j} + \dots + \beta_k \cdot f_{kj} + \xi_j, \quad i = \overline{1, n}, \quad (3.9)$$

где  $W_j$  – расчетное значение зависимой переменной;

$\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k$  – коэффициенты регрессии;

$f_{1j}, f_{2j}, \dots, f_{kj}$  – значения зависимых переменных;

$\xi_j$  – стохастическая составляющая зависимой переменной, возникающая в результате воздействия неконтролируемых или неучтенных факторов, а также измерений независимых переменных, неизбежно сопровождающихся некоторыми случайными погрешностями.

Поиск коэффициентов регрессии удобно вести в матричной форме. Пусть измерены  $n$  раз значения  $k$  независимых переменных  $f_{1j}, f_{2j}, \dots, f_{kj}$  и соответствующие им значения зависимой переменной  $W$ . Тогда уравнение (3.9) перепишем в виде

$$\Theta = B \cdot F + E,$$

где  $\Theta = (W_1, W_2, \dots, W_n)^T$  – вектор значений зависимой переменной;

$B = (\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k)^T$  – вектор искомых коэффициентов регрессии;

$E = (\varepsilon_0, \varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n)^T$  – вектор случайных отклонений;

$F$  – матрица значений независимых переменных размером  $n \times (k+1)$ :

$$F = \begin{bmatrix} f_{11} & f_{12} & \dots & f_{1k} & 1 \\ f_{21} & f_{22} & \dots & f_{2k} & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_{n1} & f_{n2} & \dots & f_{nk} & 1 \end{bmatrix}.$$

Оценка  $\hat{W}$  для вектора  $B$  ведется так, чтобы разность квадратов между вектором  $\Theta$  зависимых переменных и вектором  $\hat{\Theta} = \hat{B} \cdot F$  была минимальной:

$$\|\Theta - \hat{B} \cdot F\|^2 \rightarrow \min_{no \hat{B}}$$

Решением является оценка (если ранг матрицы  $F$  равен  $(k + 1)$ )

$$\hat{B} = (F^T \cdot F)^{-1} \cdot F^T \cdot \Theta.$$

Одним из показателей адекватности модели является коэффициент детерминации  $R^2$ , который показывает долю дисперсии, учитываемой данной моделью в общей дисперсии независимой переменной:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (W - \hat{W})}{\sum (W - \bar{W})},$$

где  $\hat{W}$  – оценка параметра  $W$

$\bar{W}$  – среднеквадратичное значение параметра  $W$ .

Несмотря на то, что коэффициент детерминации  $R^2$  возрастает с увеличением числа факторов  $k$  и объемом выборки  $n$ , адекватность модели не улучшается. Поэтому для сравнения моделей вводится скорректированный (adjusted) коэффициент детерминации. Его рекомендуется использовать для сравнения регрессий при изменении числа переменных (регрессоров) и количества их измерений:

$$R_{adj}^2 = 1 - (1 - R^2) \cdot \frac{n-1}{n-k-1}.$$

Целесообразно ограничить количество учитываемых независимых переменных, когда остаточная дисперсия относительно возмущающей переменной начнет увеличиваться, либо когда приведенный коэффициент детерминации модели с вводом новых переменных увеличивается незначительно.

Выбор независимых переменных, произведенный на основе, во-первых, устранения мультиколлинеарности и, во-вторых, сохранения только существенных и линейно независимых  $\beta$ -коэффициентов, не всегда приводит к достаточно точным и надежным моделям. При формальной оценке надежности модели различными статистическими методами ускользают те причинно-следственные связи между параметрами, которые определяются особенностью исследуемого про-

цесса. Как правило, в прикладных исследованиях для выявления количественной меры влияния важна оценка именно причинных связей. Анализ структуры связей производится на основе теоретических или профессиональных предположений о наличии и направлении связи. Таким образом, количество независимых переменных, введенных в модель, должно быть обоснованным с использованием аналитических зависимостей и соответствовать цели создания модели.

Качество построенной модели характеризуется как максимальной относительной погрешностью  $\delta^{\max}$ , так и среднеквадратичным отклонением относительной погрешности  $\delta$ :

$$\delta^{\max} = \max \left\{ \delta_i = \left| 100 \cdot \frac{\xi_i}{W_i} \right| \right\}_{i=1, 2, \dots, n}, \%$$

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{n-k-1} \cdot \sum_{i=1}^n (\delta_i - \bar{\delta})^2}, \%$$

где  $\bar{\delta}$  – среднеарифметическая относительная погрешность, %.

При проведении регрессивного анализа для ограниченной по объему совокупности параметры управления регрессии могут быть сильно искажены действием случайных факторов. В этих условиях необходима дополнительная проверка модели на адекватность. При этом производится проверка значимости (существенности) каждого коэффициента регрессии. Значительность коэффициентов линейной регрессии определяют с помощью  $t$ -критерия Стьюдента:

$$t_{\beta_k} = |\beta_k| \cdot \sqrt{(n-2) \cdot \frac{\sum (f_k - \bar{f}_k)^2}{\sum (W - \hat{W})^2}}, \quad (3.10)$$

где  $\bar{f}_k$  – среднеарифметическое значение фактора  $f_k$ .

Вычисленные по формуле (3.10) значения сравнивают с критическими (расчетными) значениями  $t_{\text{расч}}$ , которые приведены в таблице Стьюдента с учетом принятого уровня надежности  $1-\alpha$  и объема выборки.

Уровень надежности обычно принимают  $1 - \alpha = 0,95$ . Параметр технологической системой принимается значимым при условии, что  $t_{\beta k} > t_{\text{расч}}$ . В таком случае практически невероятно, что найденное значение коэффициента регрессии  $\beta_k$  обусловлено только случайными совпадениями.

Для проверки значимости уравнения регрессии вычисляется статистический критерий Фишера ( $F$ -критерий):

$$F = \frac{\sum (\hat{w} - \bar{w})^2}{\sum (w - \hat{w})^2} \cdot \frac{n - k}{k - 1}.$$

Рассчитанное значение  $F$ -критерия сравнивается с табличным при  $(k - 1)$ ,  $(n - k)$  степенях свободы и принятым уровнем надежности  $1 - \alpha$ . При превышении рассчитанного значения по сравнению с табличным практически невероятно, что все найденные значения коэффициентов регрессии  $B$  обусловлены только случайными совпадениями:

$$F > F_{1-\alpha}(k - 1, n - k).$$

На первом этапе построения модели режимов электропотребления целесообразно построение частных уравнений регрессии для каждого фактора, включаемого в модель. Нелинейность частных уравнений регрессии, а тем более наличие разрывов и скачков позволяет предполагать структурную неоднородность в изучаемой выборке статистической информации. Линейный вид частных уравнений регрессии дает основание строить модель режимов электропотребления промышленных предприятий в виде (3.9).

### 3.8. Тарифы и режимы электропотребления

Выравнивание графика нагрузки выгодно электрогенерирующей стороне, но приводит к дополнительным затратам на промышленных предприятиях.

Для финансовых расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии устанавливается система ставок-тарифов, по которым осуществляется оплата полученной потребителями электроэнергии.



Основные требования к тарифам следующие [11]:

– тарифы должны *отражать все виды затрат*, связанные с производством, передачей и распределением энергии, а также планируемые отчисления и накопления для дальнейшего развития энергетики;

– тарифы должны *способствовать снижению затрат*, связанных с производством и использованием энергии;

– тарифы должны быть *дифференцированы по времени* суток, дням недели и сезонам года;

– тарифы должны стимулировать потребителей снижать нагрузку в часы пик и повышать ее в часы ночных провалов графика нагрузки;

– тарифы должны быть ясными *по своей цели* и понятными для потребителей;

– тарифы должны по возможности *обеспечивать простоту измерений энергии* и расчетов с потребителями.

Известны различные виды тарифов на электроэнергию.

*Одноставочный тариф на электроэнергию с платой за отпущенное количество энергии.* Эта система используется при расчетах с коммунально-бытовыми и другими непромышленными потребителями. С потребителя взимается плата за потребляемую электроэнергию, учтенную электросчетчиками, по некоторой усредненной стоимости по энергосистеме. Так как перспективные годовые потребления электроэнергии прогнозируются достаточно точно, то суммарная плата за пользование электроэнергией покрывает все расходы энергосистемы и обеспечивает плановые накопления.

Плата потребления  $\Pi$  за потребленную электроэнергию составляет

$$\Pi = \epsilon \cdot W,$$

где  $\epsilon$  – тарифная ставка за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии, руб./кВт·ч.

Этот тариф стимулирует потребителей сокращать непредвиденные расходы электроснабжения, создавать наиболее рациональные системы электропотребления и режимы работы электроприемников, что снижает издержки предприятий. Однако отсутствие дифференциации стоимости электроэнергии по зонам времени не стимулирует потребителей снижать нагрузку в часы максимума и повышать в часы ночных провалов, т.е. не способствует выравниванию графика нагрузки энергосистемы. Стоимость электроэнергии при этом выше, чем при вы-

ровненном графике потребления. Таким образом, одноставочный тариф хотя и стимулирует потребителей снижать нерациональное использование электроэнергии, не снижает затраты на ее производство.

*Двухставочный тариф с основной ставкой  $a$ , руб./кВт·ч, за 1 кВт·ч заявленной договорной величины  $P_M^3$  наибольшей потребляемой активной мощности в часы утреннего и вечернего пиков энергосистемы и дополнительной ставкой  $b$ , руб./кВт·ч за 1 кВт·ч потребляемой активной энергии  $W_{\text{мес}}$  за расчетный месяц. Плата за электроэнергию в этом случае составляет:*

$$\Pi = a \cdot P_M^3 + b \cdot W_{\text{мес}}.$$

*Двухставочный тариф с основной ставкой  $a$ , руб./кВт·ч, за 1 кВт·ч фактической величины  $P_M^\Phi$  наибольшей потребляемой активной мощности в часы утреннего и вечернего пиков энергосистемы и дополнительной ставкой  $b$ , руб./кВт·ч за 1 кВт·ч потребляемой активной энергии  $W_{\text{мес}}$  за расчетный месяц. Плата за электроэнергию составляет:*

$$\Pi = a \cdot P_M^\Phi + b \cdot W_{\text{мес}}.$$

Оба двухставочных тарифа стимулируют промышленные предприятия не только снижать потребление энергии, но и выравнять суточный график нагрузки.

*Двухставочно-дифференцированный тариф с основной ставкой  $a$ , руб./кВт·ч, за 1 кВт·ч фактической величины  $P_M^\Phi$  наибольшей потребляемой активной мощности в часы утреннего и вечернего пиков энергосистемы, дополнительной ставкой  $b$ , руб./кВт·ч за 1 кВт·ч потребляемой активной энергии и тремя тарифными коэффициентами к этой дополнительной ставке:  $k_{\text{п}}$  – для пиковой зоны суток,  $k_{\text{пп}}$  – для полупиковой зоны и  $k_{\text{н}}$  – для ночной зоны. Плата за электроэнергию составляет:*

$$\Pi = a \cdot k_a \cdot P_M^\Phi + b \cdot (k_{\text{п}} \cdot W_{\text{п}} + k_{\text{пп}} \cdot W_{\text{пп}} + k_{\text{н}} \cdot W_{\text{н}}),$$

где  $W_{\text{п}}$ ,  $W_{\text{пп}}$ ,  $W_{\text{н}}$  – электропотребление за расчетный период соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах суток, кВт·ч;

$k_a = 0,5$  – понижающий коэффициент к основной ставке тарифа.

Тарифный коэффициент полупиковой зоны фиксирован и принимается равным  $k_{пп} = 1$ . Коэффициенты для пиковой и ночной зон суток назначаются в зависимости от соответствия основной и дополнительной ставок двухставочного тарифа, календарного количества дней в расчетном месяце, продолжительностей пиковой и ночной тарифных зон.

На основе аналитического анализа суточного графика своей нагрузки промышленное предприятие может выбрать тот или иной тариф, обеспечивающий наименьшую плату за потребляемую электроэнергию. Практическая реализация двухставочных тарифов возможна при создании на предприятиях автоматизированных систем контроля и учета потребителей электроэнергии.

Рассмотренные выше тарифы предназначены для стимулирования предприятий выравнивать суточные активной нагрузки. Представляет экономический интерес разработка тарифной системы для выравнивания графиков нагрузки на более длительных временных интервалах – вплоть до одного года.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Крылов, Э.И. Анализ эффективности инвестиционной и инновационной деятельности предприятия: учебное пособие для вузов / Э.И. Крылов, В.М. Власова, И.В. Журавкова. – М.: Финансы и статистика, 2006. – 608 с.
2. Об энергосбережении: Закон Республики Беларусь, 15.07.1988 г., № 190–3; в ред. Закона Республики Беларусь от 20.07.2006 // Консультант Плюс: Беларусь. Технология 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр»; Нац. центр правовой информации Республики Беларусь. – Минск, 2006.
3. Волков, И.М. Проектный анализ: учебник для вузов / И.В. Волков, М.В. Грачева. – М.: Банки и биржа, ЮНИТИ, 1998. – 423 с.
4. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
5. Карпова, Э.Л. По поводу статьи «Определение экономически целесообразной плотности тока для кабельных линий 6–10 кВ» / Э.Л. Карпова // Промышленная энергетика. – 1987. – № 4. – С. 58–59.
6. Зельцбург, Л.М. Экономика электроснабжения промышленных предприятий / Л.М. Зельцбург. – М.: Высшая школа, 1973. – 272 с.
7. Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Ермилов. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.
8. Зельцбург, Л.М. О методике определения годовых нагрузочных потерь электроэнергии / Л.М. Зельцбург, Э.Л. Карпова // Электричество, 1985. – № 11. – С. 49–52.
9. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», 1993. – № 2. – С. 24–53.
10. Радкевич, В.Н. Расчет компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий / В.Н. Радкевич. – Минск: БНТУ, 2004 – 40 с.
11. Михайлов, В.В. Тарифы и режимы электропотребления / В.В. Михайлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.

12. Гофман, И.В. Нормирование потребления энергии и энергетического баланса промышленных предприятий / И.В. Гофман. – М.–Ленинград: Энергия, 1966. – 320 с.

13. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электрической энергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.

14. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский и [др.]; под ред. С.Д. Волобринского. – Ленинград: Энергия, 1971. – 204 с.

15. Анищенко, В.А. Оценка и нормирование показателей энергоэффективности предприятий трубопроводного транспорта нефти / В.А. Анищенко, Н.В. Токочакова. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2007. – 233 с.

16. Олейников, В.К. Анализ и управление электропотреблением на металлургических предприятиях: учебное пособие / В.К. Олейников, Г.В. Никифоров. – Магнитогорск: МГТУ им. Г.И. Носова, 1999. – 219 с.

17. Статистическое моделирование и прогнозирование: учебное пособие / Г.М. Гамбаров [и др.]; под ред. А.Г. Гранберга. – М.: Финансы и статистика, 1990. – 383 с.

18. Сбродов, Г.П. Малоэнергетическое электросбережение в промышленности / Г.П. Сбродов // Доклады Федеративной конференции потребителей электричества. – СПб.: НТОЭП. – 1992. – С. 28–29.

19. Сбродов Г.П. Режимное взаимодействие электроэнергетической системы с потребителями электроэнергии / Г.П. Сбродов // Известия высш. учебных заведений и энерг. объединений СНГ. – Энергетика. – 1999. – № 3. – С. 37–44.

20. Информационное обеспечение нормирования электропотребления и режимного взаимодействия электроэнергетической системы с потребителями / В.А. Анищенко [и др.] // Известия высш. учебных заведений и энерг. объединений СНГ – Энергетика. – 1997. – № 11–12. – С. 38–43.

21. Анищенко, В.А. Основные принципы малоэнергетического электросбережения / В.А. Анищенко, В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская // Известия высш. учебных заведений и энерг. объединений СНГ. – Энергетика. – 1999. – № 3. – С. 37–44.

22. Анищенко, В.А. Управление электропотреблением / В.А. Анищенко, В.Б. Козловская. – Минск: БНТУ, 2003. – 48 с.

23. Мониторинг удельных расходных характеристик потребителей электроэнергии / В.А. Анищенко [и др.] // Известия высш. учебных заведений и энерг. объединений СНГ. – Энергетика. – 1998. – № 1. – С. 28–34.

24. Химмельсблау Д. Анализ процессов статистическими методами / Д. Химмельсблау. – М.: Мир, 1973. – 957 с.

Учебное издание

АНИЩЕНКО Вадим Андреевич  
ТОКОЧАКОВА Надежда Владимировна  
ФЁДОРОВ Олег Васильевич

ИНВЕСТИЦИИ В СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ

*Учебно-методическое пособие*

Редактор И.Ю. Никитенко  
Компьютерная верстка Н.А. Школьниковой

---

Подписано в печать 18.12.2009.

Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 5,41. Уч.-изд. л. 4,23. Тираж 100. Заказ 365.

---

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009.

Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.