

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Экономика и управление в отраслях»

О. А. Полозова, Г. А. Прокопчик

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине
для студентов энергетических специальностей
дневной и заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2012

УДК 338.45:621.311(075.8)
ББК 65.305.14я73
П52

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
гуманитарно-экономического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 26.09.2011 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Полозова, О. А.

П52 Экономика энергетики : курс лекций по одноим. дисциплине для студентов энергет. специальностей днев. и заоч. форм обучения / О. А. Полозова, Г. А. Прокопчик. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 112 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-069-0.

Рассматриваются основные вопросы экономики энергетики: топливно-энергетические ресурсы, издержки производства энергетической продукции, капитальные вложения в объекты энергохозяйства, вопросы производительности труда и заработной платы, ценообразование в энергетике, эффективность инвестиционных проектов.

Для студентов энергетических специальностей дневной и заочной форм обучения.

УДК 338.45:621.311(075.8)
ББК 65.305.14я73

ISBN 978-985-535-069-0

© Полозова О. А., Прокопчик Г. А., 2012
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2012

ВВЕДЕНИЕ

Для решения задач организации и управления производственно-хозяйственной деятельностью предприятий, создания и внедрения новых технологий будущему инженеру-энергетику необходимо иметь не только технические, но и экономические знания.

Экономические знания, которые получают студенты, должны: основываться на научных концепциях, принятых в настоящее время в экономической науке; соответствовать реально действующим в энергетической отрасли хозяйственным отношениям; носить базовый характер и развивать у студентов навыки и умения для дальнейшего их развития в процессе практической деятельности.

Содержание учебного пособия сформировано в контексте этих требований с учетом специфики электроэнергетической отрасли и промышленной энергетики.

Экономические знания и системный подход к решению экономических проблем особенно необходимы в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), который является наиболее капиталоемким комплексом промышленности и связан со всеми отраслями промышленности, а также с сельским хозяйством, транспортом, коммунально-бытовым сектором.

Об экономике энергетики впервые было упомянуто в начале XX в. в трудах известного ученого Г. М. Кржижановского, сформулировавшего основные понятия об энергетике как о единой неразрывной энергетической цепочке от природного энергетического ресурса до потребления топлива и энергии включительно. Именно эта концепция легла в основу понятия «Топливо-энергетический комплекс». Такой комплексный системотехнический подход определяет основные положения и особенности экономики энергетики, которая всегда была экономикой топливно-энергетического комплекса с акцентом на самую развитую и сложную его часть – электроэнергетику.

При написании курса лекций авторами были использованы действующие нормативно-правовые акты и статистические материалы Республики Беларусь, а также опыт подготовки учебно-методической литературы для студентов энергетических специальностей, накопленный авторами данного издания.

1. ЭНЕРГЕТИКА И ТЭК В СИСТЕМЕ НАЦИОНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

1.1. Энергетика – ведущая отрасль промышленности. Особенности энергетического производства

Любой производственный процесс во всех сферах жизнедеятельности: в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте, в быту и т. д. – не возможен без использования энергии. Использование энергии является необходимым условием для производства материальных благ, для создания условий на производстве, для улучшения бытовых условий населения. Годовое потребление энергии в последнее время значительно возрастает: 1800 г. – 15 млн т у. т.; 1900 г. – 760 млн т у. т.; 2000 г. – 19,6 млрд т у. т. Потребление электроэнергии на душу населения: Норвегия – 30 тыс. кВт · ч; США – 29 тыс. кВт · ч; Беларусь – 3 тыс. кВт · ч. Чем выше уровень развития, тем выше потребление энергоресурсов. Однако такие темпы потребления грозят исчерпанием дешевых легкодоступных месторождений и серьезными экологическими проблемами.

Задача удовлетворения потребностей общества во всех видах энергии возлагается на энергетику.

В современных условиях *энергетика* – сложная совокупность больших и малых постоянно развивающихся систем, созданных для получения, преобразования, распределения и использования в национальном хозяйстве природных энергоресурсов и энергии всех видов.

Общеэнергетическая система включает в себя электроэнергетическую, топливную отрасли промышленности и энергетику всех отраслей народного хозяйства (энергохозяйства предприятий промышленности, сельского хозяйства, транспорта, городов, ЖКХ).

Первые два элемента общеэнергетической системы представляют «большую энергетику» и входят в состав топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Промышленная энергетика является составной частью промышленного производства, которое относится к потребителям, и одновременно завершающим звеном ТЭК.

Электроэнергетика – одна из комплексных ведущих отраслей промышленности, которая обеспечивает в настоящее время на 85 % потребность в электроэнергии, и на 48 % – в тепловой энергии. Выработка электроэнергии по ГПО «Белэнерго» в 2010 г. составила – 32,5 млрд кВт · ч, отпуск тепла – 36,7 млн Гкал.

Энергетика обладает рядом специфических характерных технологических особенностей, которые отличают ее от других отраслей производства:

1. *Совпадение во времени процессов производства и потребления* энергии, вследствие чего:

- невозможно *складирование* и выбраковывание продукции;
- необходимо *резервирование*, т. е. создание резервов мощности для замены вышедших из строя агрегатов, проведения ремонта энергосистем и для поддержания качества выдаваемой энергии (частоты и напряжения в электрической сети), а также формирование резервных запасов топлива, воды и т. п.;

- производство энергии зависит от режима ее потребления и наоборот.

2. *Высокая динамичность энергопотребления*. Это обуславливает высокие требования к маневренности генерирующих установок, так как в каждый момент времени необходимо производить такое количество энергии, которое требуется потребителю. Маневренность агрегата должна обеспечить возможность работы энергосистемы по заданному графику. В связи с тем что система работает с переменным режимом и в течение суток, и в течение недели, месяца, года, генерирующие установки должны иметь широкий диапазон регулирования нагрузки.

3. *Высокий уровень автоматизации* производства, что вызвано высокими и опасными параметрами процесса производства (напряжения, давления, температуры, высокой скорости протекания переходных процессов).

4. *Широкая взаимозаменяемость энергоустановок*. Электроэнергия может быть получена от ГЭС, ТЭС, АЭС, ГТУ, ПГУ, ВЭУ, т. е. *электроэнергетика* – это совокупность предприятий, объединенных по принципу единства выпускаемой продукции при реализации различных технологий.

Следствием технологических особенностей является специфическое содержание отдельных вопросов экономики энергетики как отрасли экономической науки.

1.2. Топливо-энергетический комплекс Республики Беларусь

ТЭК является важнейшей структурной составляющей национальной экономики, которая обеспечивает функционирование всех ее звеньев и повышение уровня жизни населения. ТЭК Республики Беларусь включает системы добычи, транспорта, хранения, производства и распределения основных видов энергоносителей: *природного газа, нефти и продуктов ее переработки, твердых видов топлива, электрической и тепловой энергии.*

Роль комплекса в экономике страны определяется следующими параметрами: он производит 24 % промышленной продукции страны; осваивает четвертую часть всех инвестиций в основной капитал промышленности; в нем сосредоточено 22,8 % промышленно-производственных основных фондов; занято 5,3 % промышленно-производственного персонала.

В ТЭК Беларуси выделяют: *топливную* промышленность (нефтяную, газовую, торфяную); *электроэнергетическую* промышленность.

ТЭК имеет развитую производственную инфраструктуру, включая сеть нефтепроводов и газопроводов, высоковольтные линии электропередач, а также магистральных теплотрасс.

Нефтяная промышленность включает *нефтедобывающую* и *нефтеперерабатывающую* промышленность. Нефтедобывающая промышленность специализирована на добыче нефти и первичной подготовке ее для транспортировки и переработки.

Нефтеперерабатывающая промышленность обеспечивает потребности страны в моторном и котельно-печном топливе, маслах, продуктах для нефтехимического производства. Суммарная мощность двух нефтеперерабатывающих предприятий составляет около 40 млн т/г. в пересчете на сырую нефть. Крупнейшим в Европе является Новополоцкий НПЗ (ПО «Нафтан»), установленная мощность которого достигает 25 млн т/г., завод выпускает более 75 наименований продукции. Поставки сырой нефти на НПЗ осуществляются из *России* с использованием системы магистральных нефтепроводов «Дружба». Мозырский НПЗ перерабатывает российскую, венесуэльскую и белорусскую нефть.

Трубопроводный транспорт используется и для перекачки нефтепродуктов (дизельного топлива и бензина) по территории Беларуси на экспорт.

Газовая промышленность осуществляет добычу попутного газа, транспортировку, переработку природного и попутного газа, его использование.

Для покрытия сезонной неравномерности в потреблении газа создается *система подземных хранилищ* (Осиповичское, Прибугское).

Электроэнергетика является центральным звеном ТЭК и осуществляет выработку, передачу и распределение электрической и тепловой энергии. На ее долю приходится 7,3 % валовой продукции промышленности, 15,9 % основных промышленно-производственных фондов.

Современная электроэнергетика Беларуси представляет собой постоянно развивающийся высокоавтоматизированный комплекс, объединенный общим режимом работы и единым централизованным диспетчерским управлением. Производственный потенциал белорусской энергосистемы представлен 22 крупными электростанциями, 25 районными котельными, включает почти 7 тыс. км системообразующих и около 250 тыс. км распределительных линий электропередач высокого напряжения и более 2 тыс. км тепловых сетей.

Установленная мощность электростанций в Республике Беларусь на 1 января 2010 г. составила 8233,3 МВт, в том числе в ГПО «Белэнерго» – 7825,1 МВт, в других отраслях экономики – 408,2 МВт.

Основу электроэнергетики Беларуси составляют тепловые электростанции, работающие на газомазутном топливе. Небольшое количество электроэнергии вырабатывается мини-ТЭЦ, работающими на местных видах топлива (торф, древесное топливо), а также гидроэлектростанциями и ветроэнергетическими установками.

Среди тепловых электростанций различают *конденсационные* (ГРЭС) и *теплоэлектроцентрали* (ТЭЦ). Их доля в общей установленной мощности составляет, соответственно, 43,7 и 56,3 %. *Самая крупная* электростанция Беларуси – Лукомльская ГРЭС, мощностью 2560 МВт, вырабатывает более 40 % всей электроэнергии, используя природный газ и топочный мазут. К числу крупнейших электрических станций следует отнести Березовскую ГРЭС (установленная мощность 930 МВт). Среди теплоэлектроцентралей установленной мощностью по выработке электрической энергии выделяются: Минские ТЭЦ-4 (1030 МВт), ТЭЦ-3 (420 МВт), ТЭЦ-5 (330 МВт), Новополоцкая ТЭЦ (505 МВт), Гомельская ТЭЦ-2 (540 МВт), Могилевская ТЭЦ-2 (345 МВт), Светлогорская ТЭЦ (260 МВт). Мозырская ТЭЦ (195 МВт), Бобруйская ТЭЦ-2 (180 МВт).

Теплоэлектроцентрали и районные котельные вырабатывают около 50 % тепловой энергии. Действуют также несколько тысяч малых энергоустановок, которые имеют низкие технико-экономические характеристики, негативно воздействуют на окружающую среду, привлекают значительное количество трудовых ресурсов.

В различные периоды на территории Беларуси было построено более 20 *гидроэлектростанций* (ГЭС) небольшой мощности. Сейчас работают 11 станций, наиболее крупные – Осиповичская (2,2 тыс. кВт), Свислочская и Чигиринская (1,5 тыс. кВт).

Протяженность *электрических сетей* составила 266834 км, в том числе 6959 км системообразующих сетей.

Промышленная энергетика является составной частью промышленного производства и одновременно завершающим звеном ТЭК, которое относится к потребителям.

1.3. Основные направления энергетической политики Республики Беларусь на период до 2020 г.

Надежное и устойчивое энергообеспечение является основополагающим условием жизнедеятельности и развития общества. На сегодня экономика Республики Беларусь лишь на 23 % обеспечена собственными ресурсами и испытывает сильную зависимость от импорта ТЭР. Так как основным потребителем ЭР является промышленность, то от изменения ситуации в ней в первую очередь зависит смягчение энергетической проблемы в республике.

С другой стороны, себестоимость выпускаемой продукции, определяющая ее конкурентоспособность на рынке, в значительной мере определяется величиной затрат на ТЭР, доля которых в себестоимости продукции неуклонно растет в связи с ростом цен на энергоносители.

Энергоемкость промышленной продукции и ВВП Республики Беларусь в 2–4 раза превышает аналогичные показатели развитых стран. Высокая энергоемкость – свидетельство низкой энергоэффективности использования энергоресурсов.

Такое положение в экономике страны и промышленности требует экстренных мер. В связи с чем основными направлениями энергетической политики являются:

- энергосбережение;
- экологическая чистота объектов ТЭК;

- рациональная инвестиционная политика;
- диверсификация поставок энергоносителей и поставщиков;
- возможность самообеспечения электроэнергией;
- развитие малой и нетрадиционной энергетики.

Основными задачами технологического развития производства и распределения электроэнергии являются:

- полное обеспечение потребностей экономики и населения в энергоресурсах;
- диверсификация существующего топливно-энергетического баланса;
- снижение расхода топлива на выработку электро- и теплоэнергии.

Планы развития энергетики Беларуси на ближайшую и отдаленную перспективу полностью соответствуют «Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь», утвержденной Указом Президента от 17.09.2007 г. № 433, и «Стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь», утвержденной Постановлением Совета Министров от 09.08.2010 г. № 1180.

Планом развития отрасли в 2011–2015 г. и на период до 2020 г. предусмотрено:

- ввод 3200 МВт новых мощностей;
- вывод из эксплуатации 2350 МВт физически изношенного, морально устаревшего и неэкономичного оборудования;
- износ основных производственных фондов энергосистемы должен составить 37 %;
- снизить удельный расход топлива почти на 10 %;
- уменьшить ежегодное потребление газа на 6,2 млрд м³.

2. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

2.1. Классификация энергетических ресурсов и направления их использования

Энергетические ресурсы – это носители энергии которые используются в настоящее время или могут быть использованы в перспективе. К ним относятся все виды углей, горючие сланцы, торф, нефть, природный газ, древесина, гидроэнергия, атомная энергия, энергия ветра, энергия приливов и отливов, энергия волн, солнечная энергия и др. *Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)* – совокупность всех природных и преобразованных видов топлива и энергии, используемых в республике. Классификация энергетических ресурсов представлена в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Классификация энергетических ресурсов

Виды ресурсов	Характеристика и состав
<i>По своей природе:</i>	
Участвующие в постоянном обороте и потоке энергии	Солнечная, космическая и т. п.
Депонированные	Уголь, нефть, газ и т. д.
Искусственно-активизированные	Атомная, термоядерная
<i>По источникам получения:</i>	
Первичные	Энергия, содержащаяся в природных источниках: нефть, уголь, газ, энергия воды, геотермальное тепло земли и т. п.
Вторичные	Энергетический потенциал продукции, отходов, промежуточных и побочных продуктов, образующихся в одних технологических установках, процессах и направляемых полностью или частично для энергоснабжения других агрегатов и процессов: горючие отходы производств, доменный и коксовый газы, отработавший пар в силовых промышленных установках, тепло отходящих газов, вентиляционные выбросы и т. п.
<i>По способу воспроизводства (с точки зрения сохранения запасов):</i>	
Возобновляемые	Запасы которых постоянно воспроизводятся: гидроэнергия, энергия ветра, приливов и отливов и т. д.

Виды ресурсов	Характеристика и состав
Невозобновляемые	Запасы которых по мере их потребления необратимо уменьшаются: уголь, газ, нефть, сланцы и т. п.
<i>По способу использования:</i>	
Топливные	Энергоресурсы, которые при получении из них энергии сжигаются (уголь, торф, газ и т. д.)
Нетопливные	Гидроэнергия, энергия солнца, ветра и т. д.
<i>По степени переработки:</i>	
Природные	Возобновляемые и невозобновляемые энергоресурсы, которые возникли в результате геологического развития земли и других природных процессов (газ, нефть, гидроэнергия и т. п.)
Облагороженные	Получены в результате обогащения природных ресурсов, в процессе которого снижается доля примесей породы, золы, серы, влаги (т. е. повышается теплота сгорания), а физико-химические свойства не изменяются
Переработанные	Получены в процессах, связанных с изменением физико-химической основы и состояния (коксование углей, продукты нефтепереработки, газификация топлива)
<i>По возможности использования в экономике и оценке запасов:</i>	
Валовой (потенциальный) запас	Теоретически имеющийся в природе при данном уровне знаний; представляет суммарную энергию, заключенную в данном виде энергоресурса
Технический ресурс	Энергетические ресурсы, которые технически возможно добывать и использовать в экономике, но не всегда экономически целесообразно. Он меньше валового, но постоянно растет с развитием науки и техники
Экономический ресурс	Энергетические ресурсы, которые в настоящее время или в обозримой перспективе не только технически возможно, но и экономически выгодно получать и использовать. Составляет долю технического ресурса и также увеличивается с развитием энергетики
<i>По степени разведанности:</i>	
Действительные (группа А)	Разведанные и подготовленные к добыче запасы. Данные этой группы используются для планирования эксплуатационных работ в добывающей промышленности
Достоверные (группа Б)	Геологически обоснованы и относительно разведаны. Используются при разработке проектных заданий и планирования капитальных вложений в развитие топливной промышленности

Виды ресурсов	Характеристика и состав
Возможные или прогнозные (группа С)	Оцениваются приближенно по данным экспертной оценки и геологических прогнозов. Используются для перспективного планирования геологоразведочных работ и оценки перспектив развития добывающих отраслей
<i>По направлению использования:</i>	
Энергетические цели	Для производства тепловой и электрической энергии. Топливо, используемое для получения тепловой и электрической энергии на электрических станциях, в районных и промышленных котельных называется энергетическим
Неэнергетические цели	а) использование топлива в технологических установках (промышленных печах, для коксования и т. д.) такое топливо называется технологическим; б) в качестве сырья в химической промышленности

2.2. Учет и соизмерение энергетических ресурсов

Учет запасов энергетических ресурсов характеризуется в количественном исчислении и числом лет, в течение которых данного ресурса хватит для производства энергии на современном качественном уровне.

При количественной оценке учета возникают трудности, вызванные применением разных единиц учета, разным полезным эффектом, проблемами с количественной оценкой запасов возобновляемых энергоресурсов. Все виды и марки топлив, а также топлива одной марки, но разных месторождений различаются теплотой сгорания, под которой понимают количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы топлива. Теплоту сгорания твердого и жидкого топлива относят к 1 кг, а газообразного – к 1 м³. Различают высшую Q_B^p и низшую Q_H^p теплоту сгорания. В первом случае учитывается теплота конденсации тепловых паров, образовавшихся в процессе горения. Оценка эффективности использования топлива при его сжигании в Беларуси и в странах СНГ основана на Q_H^p , в ряде других стран (Англия, США) – на Q_B^p .

Для сопоставления эффективности различных видов топлива, суммарного учета его запасов, сравнения показателей теплоиспользующих устройств принята единица измерения *условное топливо*,

теплота сгорания которого 7000 ккал/кг у. т. (29300 кДж/кг у. т.). Зная количество натурального топлива и его теплоту сгорания, можно определить эквивалентное количество условного топлива по формуле

$$B_y = B_n \frac{Q_n^p}{7000(29300) \cdot 10^3}, \text{ т у. т.}, \quad (2.1)$$

где B_n – масса натурального топлива, кг (м^3); Q_n^p – низшая рабочая теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг ($\text{ккал}/\text{м}^3$).

Отношение $\frac{Q_n^p}{7000(29300)}$ называется *калорийным коэффициентом*.

За рубежом применяется идентичная по сути и функциональному назначению единица измерения тонна нефтяного эквивалента – т н. э. (t o. e.). 1 т н. э. = 41,86 ГДж.

Оценка запасов гидроресурсов, энергии ветра, солнечной, ядерной энергии производится в соответствии с методикой экономической комиссии ООН в кВт · ч. Поэтому при соизмерении с другими видами энергетических ресурсов необходим их пересчет в ккал или кДж по тепловому эквиваленту 1 кВт · ч = 860 ккал (3600 кДж):

$$B_y = \frac{\mathcal{E}_n \cdot 860}{7000} \text{ или } B_y = \frac{\mathcal{E}_n \cdot 3600}{29300}, \text{ т у. т.}, \quad (2.2)$$

где \mathcal{E}_n – энергетический потенциал данного возобновляемого ресурса, тыс. кВт · ч:

$$\mathcal{E}_n = N_{\text{ср.ч}} \cdot 8760 t_{\text{воз}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.3)$$

где $N_{\text{ср.ч}}$ – среднечасовая мощность возобновляемого ресурса, тыс. кВт · ч; $t_{\text{воз}}$ – принятый период использования возобновляемых ресурсов, лет.

Такой метод не учитывает потери при генерировании и передаче электрической энергии. Поэтому при оценке энергоресурсов, измеряемых в кВт · ч, на практике применяется фактический топливный эквивалент 1 кВт · ч.

Для оценки общего (суммарного) количества ТЭР на предприятии рассчитываются прямые обобщенные затраты:

$$A_{\text{тэр}} = B_y + k_{\text{э}} \cdot W + k_q \cdot Q, \text{ т у. т.}, \quad (2.4)$$

где B_y , W , Q – количество топлива, электрической и тепловой энергии, полученное со стороны, т у. т.; МВт·ч; Гкал; k_3 , k_q – топливные эквиваленты, выражающие количество условного топлива, необходимого для производства и передачи к месту потребления единицы электрической и тепловой энергии; ежегодно устанавливается Министерством экономики Республики Беларусь ($k_3 = 0,28 \frac{\text{т у. т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$; $k_q = 0,175 \frac{\text{т у. т.}}{\text{Гкал}}$).

2.3. Вторичные энергетические ресурсы, источники их получения и направления использования

ВЭР – это энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образовавшихся в одних технологических процессах и направляемых полностью или частично для энергоснабжения других процессов и агрегатов.

Энергетический потенциал – это запас энергии в виде химически связанного тепла, физического тепла, потенциальной энергии избыточного давления, кинетической энергии и т. д. В зависимости от вида энергии ВЭР подразделяют на горючие, тепловые и ресурсы избыточного давления.

Горючие ВЭР – это химическая энергия отходов и побочных продуктов одного производства, которая может быть применена в виде топлива в других производствах (доменный газ в металлургии, щепа, опилки, стружки в деревообрабатывающей промышленности и др.). Энергетический потенциал горючих ВЭР определяется теплотой сгорания.

Тепловые ВЭР – имеющие температуру выше температуры окружающей среды и способные передавать тепло для последующего использования. Это тепло отходящих газов, основной и побочной продукции, тепло золы и шлаков, горячей воды и пара, отработанных в технологических установках, теплота рабочих тел систем охлаждения технологических установок. Тепловые ВЭР можно использовать непосредственно в виде теплоты или для отдельной и комбинированной выработки тепла в утилизационных установках. Энергетический потенциал тепловых ВЭР определяется теплосодержанием.

К ВЭР *избыточного давления* относится потенциальная энергия газа, воды, пара, покидающих установку с повышенным давлением, которое необходимо снизить перед последующей ступенью использования или перед выбросом в атмосферу. Энергетический потенциал

ВЭР избыточного давления определяется работой изоэнтропного расширения.

По степени концентрации энергии различают *высокопотенциальные* (400–1000 °С), *среднепотенциальные* (120–400 °С) и *низкопотенциальные* (< 120 °С) ВЭР.

Направления использования ВЭР:

– *топливное* – непосредственное использование в качестве топлива;

– *тепловое* – использование ВЭР в качестве тепла или для выработки тепла в утилизационных установках;

– *силовое* – использование в виде электрической или механической энергии, полученной в утилизационных установках;

– *комбинированное* – использование в виде электрической (механической) энергии и тепла, полученных одновременно в утилизационных установках.

ВЭР могут быть утилизированы без изменения вида энергоносителя или путем преобразования их в другие виды энергии для выработки теплоты, холода и механической работы, получаемых в утилизационных установках. Утилизационные установки представляют собой устройства для выработки энергоносителей (водяного пара, горячей и охлажденной воды, электроэнергии) за счет снижения энергетического потенциала ВЭР. К основным видам оборудования, применяемого для утилизации ВЭР относятся: котлы-утилизаторы, тепловые насосы, утилизационные абсорбционные холодильные установки и др.

Общий выход ВЭР определяется следующим образом:

$$Q_{\text{вэр}} = q\Pi; \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{вэр}} = q_{\text{ч}}\tau, \quad (2.6)$$

где q – удельный выход ВЭР на единицу продукции или единицу сырья; $q_{\text{ч}}$ – удельный часовой выход ВЭР; Π – выход основной продукции или расход сырья за рассматриваемый период; τ – число часов работы установки-источника ВЭР.

Удельный (часовой) расход ВЭР определяется по формуле

$$q(q_{\text{ч}}) = m\mathcal{E}_{\Pi}, \quad (2.7)$$

где m – удельное (часовое) количество энергоносителя, кг(м³)/ед. п., кг(м³)/ч; \mathcal{E}_n – энергетический потенциал энергоносителя, кДж/кг (кДж/м³).

Удельный выход ВЭР:

– горючих:

$$q_{\text{гор}} = mQ_n^p; \quad (2.8)$$

– тепловых:

$$q_{\text{теп}} = mc(t - t_0) = m\Delta h; \quad (2.9)$$

– избыточного давления:

$$q_{\text{изб}} = ml. \quad (2.10)$$

Использование ВЭР не ограничивается энергетическим эффектом (снижение энергоемкости продукции, повышение КПД оборудования, снижение потребления первичных ресурсов) – это и охрана окружающей среды, в том числе воздушного бассейна, уменьшение количества выбросов вредных веществ. Некоторые из тех выбросов могут давать дополнительную продукцию, например, сернистый ангидрид, выбрасываемый с отходящими газами, можно улавливать и направлять на выпуск серной кислоты.

2.4. Характеристика энергетических ресурсов Республики Беларусь

Местные энергетические ресурсы – это комплекс первичных энергоресурсов, ограниченных определенной территорией. Собственные ТЭР представлены: древесиной, нефтью, торфом, бурым углем, горючими сланцами (табл. 2.2).

Древесное топливо. Площадь лесного фонда Беларуси составляет 9248 тыс. га (38 % территории). Общий запас древесины на корню оценивается в 1,56 млрд м³, а ежегодный средний прирост – 25 млн м³. В потенциал древесных топливных ресурсов, пригодных для производства древесного топлива, включены дрова, отходы лесозаготовок и деревообработки, насаждения ольхи серой.

В настоящее время в республике древесное топливо используется на 7 мини-ТЭЦ и более 3000 котлов.

Согласно Постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 19 июля 2010 г. № 1076 «Об утверждении Государственной программы строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 гг.» (НРНПА РБ, 2010 г., № 183, 5/32215) предусматривается строительство 161 энергоисточника на местных видах топлива суммарной электрической мощностью около 48 МВт и тепловой мощностью до 1026 МВт. Требуемый объем древесного топлива для эксплуатации указанных мощностей составляет 286 тыс. т у. т.

Нефть и попутный газ. Месторождения нефти на территории Беларуси сосредоточены в Припятской впадине, площадь которой около 30 тыс. км². Начальные извлекаемые ресурсы нефти оценены в 362,1 млн т. В промышленные категории переведено 45 % указанных ресурсов. С начала разработки добыто 100 млн т нефти и 10,1 млрд м³ попутного газа, остаточные запасы нефти промышленных категорий составят 56,25 млн т, попутного газа – 8,1 млрд м³.

В настоящее время в разработке находится 59 месторождений, наиболее крупные из которых уже находятся в заключительной стадии разработки и имеют высокую обводненность, а вновь осваиваемые характеризуются малыми размерами и небольшими запасами. Кроме того, они относятся к трудноизвлекаемым, и, соответственно, для добычи этой нефти требуются новейшие технологии и оборудование.

Торф наиболее распространенный вид местного топлива в Беларуси. Если общие прогнозные ресурсы торфа оцениваются в 4 млрд т, то для промышленной добычи пригодно лишь 250 млн т (5,5 % оставшихся запасов). Остальные запасы находятся в пределах природоохранных зон или входят в состав земельного фонда. Извлекаемые при разработке месторождений запасы оцениваются в 100–130 млн т. В республике разведано более 9 тыс. месторождений торфа, из которых около 100 находятся в эксплуатации. Годовое потребление торфяного топлива в республике в 2009 г. составило 592 тыс. т у. т. К 2020 г. прогнозируется увеличение добычи торфа до 1,5 млн т у. т.

Сейчас основным потребителем торфяных брикетов является население. В перспективе планируется использование торфа в объеме не менее 10 % общего объема топлива для двух блоков Зельвенской КЭС, что позволит вовлечь в топливный баланс 206 тыс. т у. т. торфа.

Бурый уголь. Разведанные запасы бурых углей в Беларуси составляют около 150 млн т, детально разведанные – 98,2 млн т.

Глубина залегания бурых углей – от 20 до 700 и более метров. Средняя мощность пластов – 3–4 метра, максимальная – 19,9 м. Бурые

угли характеризуются следующими усредненными качественными показателями: низшая теплота сгорания – 1500–2000 ккал/кг, зольность – 8–42 %, выход летучих веществ – 55–64 %, влажность – 38–68 %.

Наиболее перспективными для промышленного освоения по степени разведанности и запасам являются месторождения Гомельской области: Житковичское, Бриневское и Тонежское.

Горючие сланцы. Реальные промышленные запасы горючих сланцев сосредоточены на двух месторождениях – Любанском и Туровском. Предварительно разведаны 30 % этих месторождений. Глубина залегания пластов колеблется от 50 до 600 м и более, мощность пластов составляет 0,1–3,7 м.

Сланцы низкого качества: низшая теплота сгорания – 1000–1500 ккал/кг, зольность – 78–80 %, выход первичной смолы – 7,8–9,5 %, выход летучих соединений – 15–25 %; содержание серы – 2–3 %.

По своим качественным показателям белорусские горючие сланцы не являются эффективным топливом из-за высокой их зольности и низкой теплоты сгорания. Они не пригодны для прямого сжигания и требуют предварительной термической переработки с выходом жидкого и газообразного топлива. Стоимость получаемых продуктов выше мировых цен на нефть. Поэтому горючие сланцы рассматриваются в качестве потенциальной сырьевой базы для развития энергетики, химической промышленности и производства строительных материалов.

Добыча нефти и попутного газа из-за истощения имеющихся запасов снижается. Для обеспечения необходимого баланса *следует* в основном *ориентироваться на увеличение добычи местных минерально-сырьевых ресурсов и использование возобновляемых источников энергии.* В 2015 г. за счет увеличения объемов использования МВТ и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) доля собственных энергоресурсов в балансе котельно-печного топлива составит не менее 28 %, а в 2020 – не менее 32 %. В настоящее время и в прогнозируемый период наиболее значимым в общем балансе местных ТЭР является *древесное топливо.* Планируется *продолжить проработку* и при экономической целесообразности *внедрение мировых технологий добычи и переработки нефти, газа, сланцев и бурых углей,* а также работы по увеличению объемов добычи и переработки торфа и древесины для энергетических нужд.

Возобновляемые источники энергии

Гидроэнергетические ресурсы. Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь определена потенциальная мощность всех водотоков Беларуси – 850 МВт, в том числе технически доступная – 520 МВт, экономически целесообразная – 250 МВт.

В настоящее время мощность гидроэлектростанций в республике составляет 16,1 МВт. Использование гидропотенциала будет осуществляться путем сооружения новых, реконструкции и модернизации малых гидроэлектростанций.

В 2011–2015 гг. предусматривается строительство ГЭС мощностью около 120 МВт, в том числе двух ГЭС на реке Западная Двина суммарной мощностью 63 МВт (Полоцкая и Витебская) и двух – на реке Неман суммарной мощностью 37 МВт (Гродненская и Неманская), а также восстановление 10 действующих и строительство 35 новых микро- и малых ГЭС.

Планируемая выработка электроэнергии составит до 0,6 млрд кВт · ч, что эквивалентно около 205 тыс. т у. т.

Ветроэнергетический потенциал. На территории республики выявлено 1 840 площадок для размещения ветроустановок с теоретически возможным энергетическим потенциалом более 1 600 МВт. В 2009 г. суммарная установленная мощность ветроэнергетических установок составила 1,2 МВт с объемом замещения – 0,4 тыс. т у. т. В Дзержинском районе Минской области в 2011–2014 гг. планируется строительство ветропарка электрической мощностью 160 МВт. В целом ветропарков в 2011–2015 гг. может быть построено суммарной мощностью до 300 МВт.

Биогаз. Получение биогаза связано с переработкой и утилизацией отходов животноводства, птицеводства, пищевой, спиртовой промышленности, коммунально-бытовых стоков и осадков. В настоящее время экономический интерес представляет производство биогаза на основе использования различных органических отходов агропромышленного комплекса. В Беларуси действуют: 51 ферма крупного рогатого скота (200 тыс. голов); 69 свинокомплексов (1,2 млн голов); 17 птицефабрик и 48 птицеводческих комплексов (21 млн голов).

Производство и использование биогаза позволяют решать комплекс задач и проблем: производство электрической и тепловой энергии в биогазовых установках, замещение невозобновляемых ТЭР, улучшение экологической обстановки, получение чистых обеззара-

женных органических удобрений, повышающих урожайность сельскохозяйственных культур и др.

В настоящее время функционирует 4 биогазовых комплекса и 1 электростанция на свалочном газе.

В 2010–2012 гг. планируется строительство 39 биогазовых комплексов и энергоисточников на свалочном газе.

Оценочный объем производства биогаза может составить 503,7 млн м³ в год, что эквивалентно 433,2 тыс. т у. т. Для реализации данной задачи планируется организация производства отечественных биогазовых установок.

Солнечная энергия. С учетом климатических условий Республики Беларусь основными направлениями использования энергии солнца будут гелиоводонагреватели и различные гелиоустановки для интенсификации процессов сушки и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве и для других бытовых целей.

В 2010 г. в Солигорском районе введена в эксплуатацию отечественная гелиоводонагревательная установка тепловой мощностью 160 кВт. Аналогичную установку планируется внедрить в пансионате «Озерный» Национального банка Республики Беларусь.

Энергетический потенциал использования солнечной энергии составит до 10 тыс. т у. т.

Коммунальные отходы. Потенциальная энергия, заключенная в коммунальных отходах, образующихся на территории Республики Беларусь, равноценна 470 тыс. т у. т. При их биопереработке в целях получения газа эффективность составит не более 20–25 %, что эквивалентно 100–120 тыс. т у. т. Только по областным городам ежегодная переработка коммунальных отходов в газ позволила бы получить биогаза около 50 тыс. т у. т., а по г. Минску – до 30 тыс. т у. т. Кроме того, имеются многолетние запасы таких отходов во всех крупных городах, что создает проблемы для окружающей среды, в том числе из-за эмиссии образующихся парниковых газов. Поэтому эффективность данного направления следует оценивать не только по выходу биогаза, но и по экологической составляющей, которая в данном вопросе будет основной.

Поскольку технология сжигания неотсортированных коммунальных отходов для республики неприемлема по экологическим и экономическим соображениям, на период до 2015 г. планируется реализация пилотных проектов по внедрению технологий получения биогаза из низкокалорийной органической части коммунальных отхо-

дов и остатков сточных вод, сбора и использования биогаза, образующегося на полигонах для захоронения коммунальных отходов, пиролиза высококалорийной части отходов с получением синтезированного газа.

Широкое использование энергии коммунальных отходов в ближайшие 10–15 лет будет сдерживаться ввиду больших капитальных вложений в строительство предприятий по переработке коммунальных отходов, высоких эксплуатационных затрат и длительных сроков окупаемости, необходимости разработки современных технологий, в первую очередь пиролизных, по получению энергии из низкосортированных коммунальных отходов.

Данные проекты требуют значительных капитальных вложений (около 15 млрд р. на 1 МВт электрической мощности), имеют в первую очередь экологическую, а не коммерческую направленность, но являются перспективным направлением использования органической части коммунальных отходов и осадков сточных вод.

Биодизельное топливо. Согласно Государственной программе по обеспечению производства дизельного биотоплива в Республике Беларусь на 2007–2010 гг., утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 декабря 2007 г. № 1760 «О Государственной программе по обеспечению производства дизельного биотоплива в Республике Беларусь на 2007–2010 гг.» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2008 г., № 1, 5/26424), производство смесового дизельного биотоплива в 2010 г. составит 780–1000 тыс. т.

В настоящее время в организациях концерна «Белнефтехим» проводятся работы по наращиванию мощностей производства метиловых эфиров жирных кислот (МЭЖК). К концу 2012 г. введенные мощности позволят обеспечить выпуск биодизельного топлива исходя из полной потребности в нем Республики Беларусь.

Топливный этанол. Беларусь имеет значительный потенциал для внедрения технологий производства топливного этанола. Для его получения могут использоваться отходы сахарного производства, крахмальной и целлюлозной промышленности. Для внедрения технологий производства топливного этанола требуется главным образом соответствующая реконструкция спиртовых заводов, что обеспечит минимальный объем необходимых инвестиций. К 2012 г. планируется разработать опытную технологию производства биотоплива для бензиновых двигателей на основе этилового спирта с созданием дейст-

вующего образца опытно-промышленной установки получения биотоплива. К 2015 г. ежегодный объем производства этанола может составить 50 тыс. т.

Геотермальные ресурсы недр. Изучено геотермическое поле Подляско-Брестской впадины (Брестская область) и Припятского прогиба (Гомельская область). Изучается плотность геотермальных ресурсов Витебской, Минской и Могилевской областей.

Осуществляется строительство первой геотермальной установки с тепловой мощностью 1–1,5 МВт для обеспечения тепловой энергией тепличного комбината в пригороде г. Бреста. В прогнозируемый период будут продолжены работы по оценке и реализации геотермального потенциала отдельных участков недр Беларуси.

Для нужд теплообеспечения в различных отраслях республики эксплуатируется более 200 тепловых насосов суммарной электрической мощностью около 16,5 МВт. При этом потенциал использования низкопотенциальных тепловых ВЭР на водосбросах объектов промышленности и ЖКХ, а также потенциал использования геотермальной энергии для теплообеспечения частных домов превышает 1 млн Гкал, что эквивалентно 175 тыс. т у. т.

Таблица 2.2

Запасы и объемы использования белорусских энергоресурсов

Вид энергоресурсов	Потенциальные запасы	Годовой объем использования				
		2006	2007	2008	2009	2010
Нефть, млн т	58	1,67	1,65	1,63	1,6	1,58
Попутный газ, млн м ³	3430	241	236	230	225	220
Торф, млн т	4000	2,87	2,98	3,09	3,2	3,31
Сланцы, млрд т	11					
Бурый уголь, млн т	151					
Древесное топливо и отходы деревообработки, млн т у. т.	6,6	2,08	2,32	2,57	2,82	3,06
Гидроресурсы, тыс. кВт · ч	2270	36	120	227	327	390
Ветропотенциал, млн кВт · ч	2400	3,04	3,94	6,62	6,62	6,62
Биомасса, тыс. т у. т.	1620		6,6	13,2	19,8	26,4
Солнечная энергия, тыс. т у. т.	71000	0,01	0,3	1	2	3
Коммунальные отходы, тыс. т у. т.	470		4,9	9,9	14,8	19,8
Фитомасса, тыс. т у. т.	640	1,0	12,4	24,7	37,1	49,4
Этанол и биодизельное топливо, тыс. т у. т.	1000		0,5	4,9	9,9	14,8

3. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

3.1. Экономическая сущность, состав и структура основных средств энергопредприятий

Для ведения производственного процесса энергопредприятию необходимы средства и предметы труда, а для организации процессов снабжения и сбыта нужны денежные средства. Все средства, которые предприятие использует в своей хозяйственной деятельности, по длительности участия в ней делятся на внеоборотные (более 1 года) и оборотные средства (активы). Классификация средств энергопредприятий представлена на рис. 3.1.

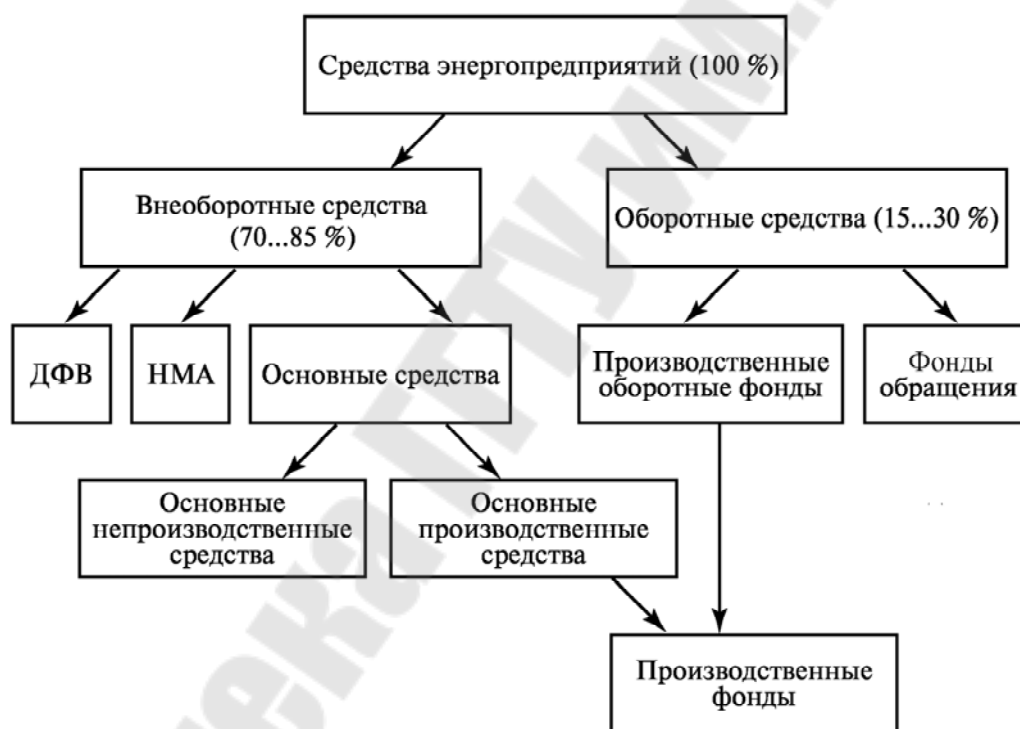


Рис. 3.1. Классификация средств энергопредприятий

К внеоборотным средствам (активам) относятся: основные средства, нематериальные активы (НМА) и долгосрочные финансовые вложения (ДФВ).

Совокупность основных средств и нематериальных активов образует основные фонды предприятия.

Основные и оборотные средства, используемые для выпуска продукции, составляют производственные фонды предприятия.

Для энергетической отрасли характерен высокий удельный вес основных фондов производства. Это связано со значительной капиталоемкостью энергетических объектов.

Основные средства предприятия – это стоимостное выражение средств труда, используемых в хозяйственной деятельности. Для них характерны следующие признаки:

- участвуя в производственном процессе, они сохраняют свою натуральную форму;
- многократно используются в течение всего срока службы;
- в процессе производства основные средства переносят свою стоимость на стоимость продукции по частям по мере износа;
- возмещение их стоимости происходит постепенно по мере реализации продукции.

Для учета, оценки и анализа основные средства предприятия классифицируются по ряду признаков:

- по связи с производством (производственные и непроизводственные);
- по вещественно-натуральному составу (здания, сооружения и т. д.);
- по принадлежности (собственные и арендные);
- по степени их воздействия на предмет труда (активные и пассивные).

Производственные основные средства предназначены для ведения производственного процесса. Машины и оборудование – непосредственно участвуют в производственном процессе, производственные здания и сооружения – создают условия для его нормального осуществления, транспорт и сети – служат для перемещения предметов труда и готовой продукции.

Непроизводственные основные средства предназначены для обслуживания социальных потребностей работников предприятия (клубы, детские сады, больницы). Они непосредственно не участвуют в производственном процессе и формировании стоимости продукции, но находятся на балансе и в ведении промышленных предприятий.

В зависимости от основного назначения (характера выполняемых функций) и срока их службы основные средства подразделяются на ряд групп и имеют для энергопредприятий следующую примерную структуру:

- 1) здания производственно-технические, служебные;

2) сооружения (водопроводные, гидротехнические, канализационные);

3) передаточные устройства (электросети, теплосети, трубо- и газопроводы);

4) машины и оборудование, в том числе:

– силовые машины и оборудование (генераторы, трансформаторы, теплообменники, двигатели);

– рабочие машины и оборудование (станки, химические аппараты);

– измерительные и регулирующие приборы и устройства;

– вычислительная техника;

– транспортные средства;

– инструмент со сроком службы более одного года;

– производственный и хозяйственный инвентарь;

– прочие основные средства.

Различают производственную (видовую) и возрастную структуру основных средств.

Под *производственной структурой* понимается соотношение различных групп основных производственных средств (ОПС) по вещественно-натуральному составу в их общей среднегодовой стоимости. Важным показателем производственной структуры ОПС является доля активной части фондов в их общей стоимости. *Активные* ОС непосредственно воздействуют на предмет труда, изменяя его и оказывая влияние на его количество и качество (машины, оборудование, регулирующие приборы и др.). *Пассивные* ОС не воздействуют на предмет труда, а только создают благоприятные условия для реализации процесса (здания, сооружения). Повышение доли активной части ОПС до оптимального уровня является одним из направлений совершенствования производственной структуры ОПС на предприятии.

Производственная структура ОПС на предприятии зависит от отрасли промышленности, специфики производственной деятельности на предприятии, уровня концентрации и комбинирования производства, географического месторасположения предприятия.

Возрастная структура ОПС характеризует распределение по возрастным группам их эксплуатации: до 5 лет, от 5 до 10 лет; от 10 до 15 лет; от 15 до 20 лет; свыше 20 лет.

Средний возраст оборудования рассчитывается как средневзвешенная величина. Такой расчет проводят как по предприятию в целом, так и по отдельным группам машин и оборудования.

Основная задача на предприятии сводится к тому, чтобы не допускать чрезмерного старения ОПС (особенно активной части), так как от этого зависит уровень качества продукции, производительности труда и прибыли предприятия.

Примерная производственная структура основных средств по отраслям промышленности и объектам энергетики приведена в табл. 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1

Ориентировочная структура основных производственных средств промышленности, %

Отрасль промышленности	Здания	Сооружения	Передаточные устройства	Силовые машины и оборудование	Рабочие машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные фонды	Всего
Вся промышленность	29	20	11	8	27	2	3	100
Электроэнергетика	14	16	33	33	1	1	2	100
Машиностроение	42	8	4	3	36	2	5	100

Таблица 3.2

Примерная структура основных производственных средств по объектам энергетики, %

Виды основных средств	Виды энергетических объектов			
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ПЭС и ТЭС
Здания	13	6	36	7
Сооружения	12	74	9	2
Передаточные устройства	3	–	3	51
Силовые машины	71	19	51	39*
Прочее	1	1	1	1
Итого	100	100	100	100

*С увеличением напряжения доля силовых машин и оборудования в электрических сетях увеличивается.

Нематериальные активы – это часть основных фондов, не имеющих физической, осязаемой формы, используемых предприятием при производстве товаров или услуг (в том числе аренды) в течение длительного (более 12 месяцев) периода и приносящих предприятию доход. К ним относят:

– различные права предприятия, приобретаемые за плату (лицензии, патенты, торговые марки и товарные знаки, авторские права, права по использованию «ноу-хау», земли и природных ресурсов, а также приобретенные брокерские места);

– долговременные затраты на программные продукты для ЭВМ, затраты на научные исследования и опытно-конструкторские разработки (НИОКР);

– деловую репутацию (цену фирмы), организационные расходы на развитие рынка (маркетинговые исследования и реклама).

Нематериальные активы, так же как и основные средства погашаются, т. е. амортизируются на стоимость готовой продукции в течение ряда лет (срока службы), устанавливаемого свидетельствами, лицензиями и другими документами, подтверждающими права правообладателя, но не более 10 лет, если нет точных сроков использования активов. Отдельные страны ввели периоды амортизации деловой репутации фирмы: в Японии – 5, Нидерландах и Швеции – 10, в Австралии – 20, в Канаде и США – 40 лет.

3.2. Виды учета и стоимостных оценок основных средств

Учет и планирование основных средств ведутся в натуральной и денежной формах.

Натуральные измерители служат для определения производственной мощности предприятия, технического состава оборудования, его состояния и возрастной структуры. Для этого проводятся ежегодная инвентаризация основных средств и периодическая паспортизация.

Стоимостная форма учета необходима для определения общей стоимости основных средств предприятия, установления их износа, начисления амортизации, расчета издержек производства, прибыли и рентабельности и других показателей эффективности использования основных средств. Существует несколько видов денежной оценки основных средств.

Первоначальная стоимость – это фактическая стоимость основных средств на момент их ввода в эксплуатацию. Она включает стоимость строительства, оборудования (с учетом транспортных расходов) и его монтажа. При низкой инфляции в государстве первоначальная стоимость остается неизменной в течение всего срока

функционирования основных средств. При высокой инфляции первоначальная стоимость переоценивается в сторону увеличения.

Первоначальная стоимость основных средств (K_0) определяется по выражению

$$K_0 = K_{об} + K_{тр} + K_{мр}, \text{ тыс. р.}, \quad (3.1)$$

где $K_{об}$ – стоимость оборудования; $K_{тр}$ – затраты на транспорт; $K_{мр}$ – стоимость монтажных работ.

Поскольку основные средства вводятся в разные годы, то возникает проблема несопоставимости цен. Чтобы привести к сопоставимому виду стоимости средств, созданных в разные периоды времени, используется восстановительная стоимость.

Восстановительная стоимость – характеризует стоимость воспроизводства основных фондов в современных условиях. Она показывает, во сколько обошлось бы создание аналогичных основных фондов в настоящее время с учетом изменения цен на оборудование и расценок на СМР. Восстановительная стоимость может быть установлена в результате переоценки основных средств, которая проводится по методам, установленным государством и принятым учетной политикой предприятия. Восстановительная стоимость каждого объекта определяется по усмотрению организации одним из методов.

Метод прямой оценки, путем прямого пересчета стоимости действующих объектов в цены, сложившиеся на 1 января текущего года на новые объекты, аналогичные оцениваемым, и подтвержденные документально организацией, самостоятельно осуществляющей переоценку, или субъектами хозяйствования, занимающимися оценочной деятельностью.

Метод индексаций осуществляется путем индексации первоначальной (балансовой) стоимости отдельных объектов с применением коэффициентов изменения стоимости основных средств по состоянию на 1 января текущего года, дифференцированных по группам основных средств и периодом их принятия к бухгалтерскому учету:

$$K_{вст} = K_{бал} \cdot k_{пер}, \text{ тыс. р.}, \quad (3.2)$$

где $K_{бал}$ – балансовая стоимость основных средств, тыс. р.; $k_{пер}$ – коэффициент (индекс) пересчета стоимости основных средств.

Восстановительная стоимость импортируемых основных средств по усмотрению организации может быть определена методом прямой переоценки, индексным или методом пересчета валютной стоимости.

Балансовая стоимость – стоимость, по которой основные средства числятся на балансе предприятия. Балансовая стоимость предприятия меняется при введении новых средств, проведении переоценки и списании изношенных, отслуживших свой срок.

Остаточная стоимость отражает стоимость основных средств, еще не перенесенную на продукт через амортизацию и представляет собой стоимость основных средств с учетом износа:

$$K_{\text{ост}} = K_{\text{бал}} - K_{\text{изн}}, \text{ тыс. р.}, \quad (3.3)$$

где $K_{\text{изн}}$ – величина износа основных средств.

$$K_{\text{изн}} = K_{\text{бал}} \cdot k_{\text{изн}}, \text{ тыс. р.}, \quad (3.4)$$

где $k_{\text{изн}}$ – коэффициент износа.

Остаточная стоимость, по данным бухгалтерского учета, не всегда соответствует рыночной стоимости.

Рыночная стоимость основных средств выявляется при продаже имущества. Она может быть выше или ниже балансовой (остаточной) стоимости, зафиксированной в бухгалтерском учете.

Для расчета основных технико-экономических показателей предприятия используют усредненное значение – *среднегодовую балансовую стоимость* основных средств:

$$K_{\text{ср.г}} = K_{\text{н.г}} + K_{\text{вв}} \frac{t_{\text{вв}}}{12} - (K_{\text{выб}} \frac{12 - t_{\text{выб}}}{12}), \quad (3.5)$$

где $K_{\text{н.г}}$ – стоимость основных средств на начало года; $K_{\text{вв}}$, $K_{\text{выб}}$ – стоимость основных средств, соответственно вводимых и выведенных; $t_{\text{вв}}$, $t_{\text{выб}}$ – количество полных месяцев работы введенных и выбывающих основных средств.

При ликвидации основные средства могут быть полностью или частично реализованы. Стоимость реализации отработавших и демонтированных основных средств называется *ликвидной*, или *ликвидационной стоимостью*.

3.3. Износ и амортизация основных средств

Износом называется постепенная утрата основными средствами их физических свойств и технико-экономических показателей в процессе функционирования. Различают физический и моральный износ.

Физический износ бывает двух видов: *эксплуатационный* – вызванный работой оборудования, и *естественный* – под воздействием внешних факторов, не связанных с эксплуатацией. Физический износ происходит неравномерно. Способами его устранения являются периодически проводимые *ремонт*, *модернизация* оборудования с целью повышения эффективности его работы и *реновация* – полная замена изношенных основных средств по истечении срока их службы. Износ может быть определен на основе экспертной оценки технического состояния основных средств или по сроку их эксплуатации.

Моральный износ выражается в обесценивании средств труда до окончания физического срока их службы в результате появления на рынке новых более дешевых (*моральный износ 1-го рода*) или более производительных орудий труда (*моральный износ 2-го рода*). В результате морального износа использование существующих, физически годных основных средств оказывается экономически невыгодным в сравнении с новым поколением аналогичных технических средств. Влияние морального износа устраняется при ускоренной амортизации.

Степень износа основных средств определяется показателями:

Физический износ:

$$I_{\phi} = k_{\text{изн}} \cdot 100\%; \quad k_{\text{изн}} = t_{\phi} / T_{\text{н}}, \quad (3.6)$$

где I_{ϕ} – физический износ; $k_{\text{изн}}$ – коэффициент износа; t_{ϕ} – продолжительность эксплуатации основных средств от момента ввода в эксплуатацию до момента расчета величины износа, лет; $T_{\text{н}}$ – нормативный срок службы (срок полезного использования) этого же элемента основных средств, лет.

Моральный износ первого рода:

$$I_{\text{м}_1} = (K_{\text{п}} - K_{\text{в}}) / K_{\text{п}} \cdot 100, \quad (3.7)$$

где $K_{\text{п}}$ – амортизируемая первоначальная стоимость, р.; $K_{\text{в}}$ – амортизируемая восстановительная стоимость, р.

Моральный износ второго рода:

$$I_{m_2} = (P_n - P_c) / P_n \cdot 100, \quad (3.8)$$

где P_n , P_c – производительность нового и старого оборудования.

Факторы, влияющие на степень физического износа:

- качество основных средств;
- интенсивность и сроки эксплуатации основных средств;
- квалификация обслуживающего персонала.

Амортизация – процесс постепенного перенесения стоимости основных средств по мере их износа на производимую с их помощью продукцию в целях образования фонда денежных средств (*фонда амортизации*) для последующего полного их восстановления.

Амортизируемая стоимость – это стоимость, от величины которой рассчитываются амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления, или издержки амортизации (I_a) от основных средств входят в себестоимость продукции в соответствии с нормами, утвержденными в установленном порядке.

Норма амортизации – это процент ежегодных отчислений в амортизационный фонд от балансовой стоимости основных средств:

$$N_a = 1 / T_n \cdot 100 \%, \text{ или } N_a = 1 / T_{п.и} \cdot 100 \%, \quad (3.9)$$

где T_n – нормативный срок службы основных средств; $T_{п.и}$ – срок полезного использования основных средств.

Срок полезного использования – период, в течение которого использование объекта основных средств должно приносить доход или служить для выполнения целей организации.

На современном этапе в практике хозяйствования используется несколько подходов и методов начисления амортизации:

– *линейный равномерный метод:*

$$I_a = N_a \cdot K_a / 100, \text{ р./г.}, \quad (3.10)$$

где N_a – годовая норма амортизации основных средств; K_a – амортизируемая стоимость основных средств.

– *ускоренный линейный метод:*

$$I_a = N_a \cdot k_y \cdot K_a / 100, \text{ р./г.}, \quad (3.11)$$

где k_y – коэффициент ускорения. Применяется в пределах до 2,5 раз только по активной части ОПС.

Нелинейные методы:

– метод уменьшающегося остатка:

$$И_a = Н_a \cdot k_y \cdot K_{ост} / 100, \text{ р./г.}; \quad (3.12)$$

– метод суммы чисел лет:

$$И_a = Н_{a_t} \cdot K_a / 100; \quad (3.13)$$

$$Н_{a_t} = t_{ост.экс} / СЧЛ, \text{ г.}; \quad (3.14)$$

$$СЧЛ = \frac{T_{п.и}(T_{п.и} + 1)}{2}; \quad (3.15)$$

– производительный метод:

$$И_a = Н_a \cdot K_a / 100, \text{ р./г.}; \quad (3.16)$$

$$Н_a = \frac{O_{прt}}{\sum_{t=1}^{T_{п.и}} O_{прt}}, \quad (3.17)$$

где $O_{прt}$ – объем продукции (работ, услуг) в году t .

Расчеты сумм амортизации ведутся в годовом и месячном разрезах. В последнем случае годовая норма амортизации делится на двенадцать. В условиях нестабильной экономики с 2001 г. предприятиям предоставлено право индексировать месячные суммы амортизации пропорционально индексу роста цен продукции производственно-технического назначения.

3.4. Производственные мощности энергопредприятий и промышленной энергетики

Основные производственные фонды определяют мощность (производительность) энергетических объектов, исчисляемую в кВт и МВт, в т/ч пара, в Гкал/ч теплоты и холода, в м³/ч сжатого воздуха, газов и воды для энергетических объектов.

Производственная мощность – это потенциальная способность предприятия производить максимальное количество определенной продукции или выполнять определенный объем работ в течение расчетного периода времени (ч, г.).

Установленная мощность – суммарная паспортная мощность энергетического оборудования установленного на объекте.

Рабочая мощность – мощность, с которой оборудование может работать при максимальной нагрузке потребителя.

Диспетчерская мощность – мощность, заданная диспетчерским графиком нагрузки.

Рабочая мощность отличается от установленной на величину ограничений, возникающих вследствие износа оборудования и его неспособности развивать прежнюю, запроектированную мощность, а также с учетом мощностей, выведенных в ремонт.

Для обеспечения высокой надежности энергоснабжения создаются резервы мощности, которые классифицируются:

1) по готовности к несению нагрузки:

– *холодный резерв*, когда оборудование простаивает и необходимо некоторое время для его включения в работу;

– *горячий (или вращающийся) резерв*, когда оборудование находится в работе (недогруженное или на холостом ходу) и готово в любой момент к несению нагрузки;

2) по назначению:

– *нагрузочный*, необходимый для покрытия возрастающей нагрузки;

– *аварийный* – для замещения мощности оборудования, которое может аварийно выйти из строя;

– *ремонтный* – для замещения ремонтируемого оборудования;

– *народнохозяйственный* – для покрытия нагрузок вновь вводимых потребителей.

В промышленной энергетике, где энергоснабжение гораздо менее централизовано, имеются все виды резервов, кроме народнохозяйственного.

В промышленной энергетике применяют также понятие коэффициента резерва, который равен отношению максимальной (запроектированной) часовой нагрузки к установленной мощности энергетического объекта:

$$k_{\text{рез}} = P_{\text{max}} / N_y, \quad (3.18)$$

где P_{max} – максимальная часовая нагрузка потребителя (с учетом потерь в сетях и собственных нужд энергообъекта).

3.5. Показатели эффективности использования основных средств и энергетического оборудования

Обобщающие показатели:

– *фондоотдача*

$$\Phi_{от} = РП / K_{ср.г}, \text{ р. прод./р. ОС}, \quad (3.19)$$

где РП – объем реализованной продукции;

– *фондоёмкость* продукции

$$\Phi_{ем} = 1 / \Phi_{от}, \text{ р. ОС/р. прод.}; \quad (3.20)$$

– *рентабельность* основных средств (ОС)

$$P_{ОС} = \Pi_{б} / K_{ср.г} \cdot 100 \%, \quad (3.21)$$

где $\Pi_{б}$ – прибыль балансовая;

– *рентабельность* производства

$$P_{\Pi} = \Pi_{б} / (K_{ср.г} + H_{о.с}) 100 \%, \quad (3.22)$$

где $H_{о.с}$ – величина нормируемых оборотных средств.

Дифференцированные (частные) показатели:

– *коэффициент экстенсивного использования оборудования*

$$k_{экс} = T_{ф} / T_{пл}, \quad (3.23)$$

где $T_{ф}$, $T_{пл}$ – фактический и плановый (номинальный) фонд времени работы оборудования.

– *коэффициент интенсивного использования энергетического оборудования*

$$k_{и} = P_{ср} / P_{ном}, \quad (3.24)$$

где $P_{ср}$, $P_{ном}$ – средняя и номинальная мощность оборудования;

– *интегральный коэффициент* использования оборудования

$$k_{инт} = k_{э} \cdot k_{и}. \quad (3.25)$$

Показатели использования энергетического оборудования:

– коэффициент выбытия основных производственных средств

$$k_{\text{выб}} = K_{\text{выб}} / K_{\text{н.г}}; \quad (3.26)$$

– коэффициент обновления основных средств

$$k_{\text{обн}} = K_{\text{в.в}} / K_{\text{к.г}}, \quad (3.27)$$

где $K_{\text{в.в}}$ – стоимость вновь введенных основных средств; $K_{\text{к.г}}$ – стоимость основных средств на конец года;

– стоимость основных средств на конец года

$$K_{\text{к.г}} = K_{\text{н}} + K_{\text{в.в}} - K_{\text{выб}}; \quad (3.28)$$

– число часов использования установленной мощности

$$h_y = W_{\text{выр}}(Q_{\text{выр}}) / N_y(Q_y), \text{ ч/г.}, \quad (3.29)$$

где $W_{\text{выр}}$ – годовая выработка электроэнергии электростанцией, кВт · ч; N_y – установленная мощность электростанций, кВт; $Q_{\text{выр}}$ – годовая выработка тепла котельной, Гкал/г.; Q_y – установленная мощность котельной, Гкал/ч;

– коэффициент готовности оборудования станции к несению нагрузки

$$k_{\text{г}} = T_{\text{э.г}} / 8760 = (T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}}) / 8760, \quad (3.30)$$

где $T_{\text{э.г}}$ – время эксплуатационной готовности оборудования электростанции к работе; $T_{\text{раб}}$, $T_{\text{рез}}$ – время нахождения оборудования в работе и резерве соответственно;

– коэффициент использования установленной мощности ($k_{\text{и.м}}$) характеризует состояние обслуживаемого оборудования и свидетельствует о правильном и регулярном ремонтном обслуживании:

$$k_{\text{и.м}} = (N_y - N_{\text{огр}} - N_{\text{рем}}) / N_y, \quad (3.31)$$

где N_y – установленная мощность оборудования; $N_{\text{огр}}$ – ограничения установленной мощности вследствие износа оборудования; $N_{\text{рем}}$ – мощность, выведенная в ремонт;

– коэффициент использования установленной мощности (интегральный)

$$k_{\text{исп}} = \frac{W_{\text{выр}}}{N_y T_k} 100 = \frac{h_y}{T_k} 100, \quad (3.32)$$

где T_k – календарное число часов работы;

– коэффициент нагрузки

$$k_{\text{нагр}} = \frac{\mathcal{E}_\phi}{P_m \cdot T_\phi} 100, \quad (3.33)$$

где \mathcal{E}_ϕ – фактически выработанная (переданная) энергия, кВт·ч (Гкал); $P_m (Q_m)$ – максимальная нагрузка, кВт (Гкал/ч); T_ϕ – фактическое время работы, ч/г.;

– время использования максимума нагрузки

$$T_m = W/P_m, \text{ ч/г.}, \quad (3.34)$$

где W – годовое потребление (передача) электрической энергии, кВт·ч/г.; P_m – максимальная активная нагрузка предприятия, кВт.

4. ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

4.1. Классификация и структура оборотных средств

Оборотные средства – это финансовые ресурсы предприятия, предназначенные для формирования оборотных активов, использование которых осуществляется в рамках одного воспроизводственного цикла либо в течение времени не более одного года.

Назначение оборотных средств – обеспечение непрерывности процесса производства продукции путем оснащения предприятия предметами труда, а также обеспечения текущих платежей за потребляемые ресурсы всех видов, за оказание услуг предприятию другими организациями.

Принципиальное различие внеоборотных и оборотных средств предприятия представлено в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Отличительные характеристики основных и оборотных средств

Основные средства	Оборотные средства
Имеют длительный срок службы	Полностью расходуются в однократном производственном цикле
Не изменяют натурально-вещественную форму, сохраняют свою потребительную стоимость длительное время	Претерпевают изменение своей натурально-вещественной формы в процессе труда, потребительная стоимость предметов труда преобразуется в потребительную стоимость готовой продукции
Совершают полный кругооборот в течение нескольких лет	Совершают несколько кругооборотов в год
Переносят свою стоимость на продукт постепенно, по частям, за период полезного использования	Переносят свою стоимость на готовый продукт целиком и сразу

Оборотные средства состоят из оборотных фондов и фондов обращения. Оборотные фонды обеспечивают производственный процесс, а фонды обращения обслуживают сферу обращения.

Состав оборотных средств представлен на рис. 4.1.

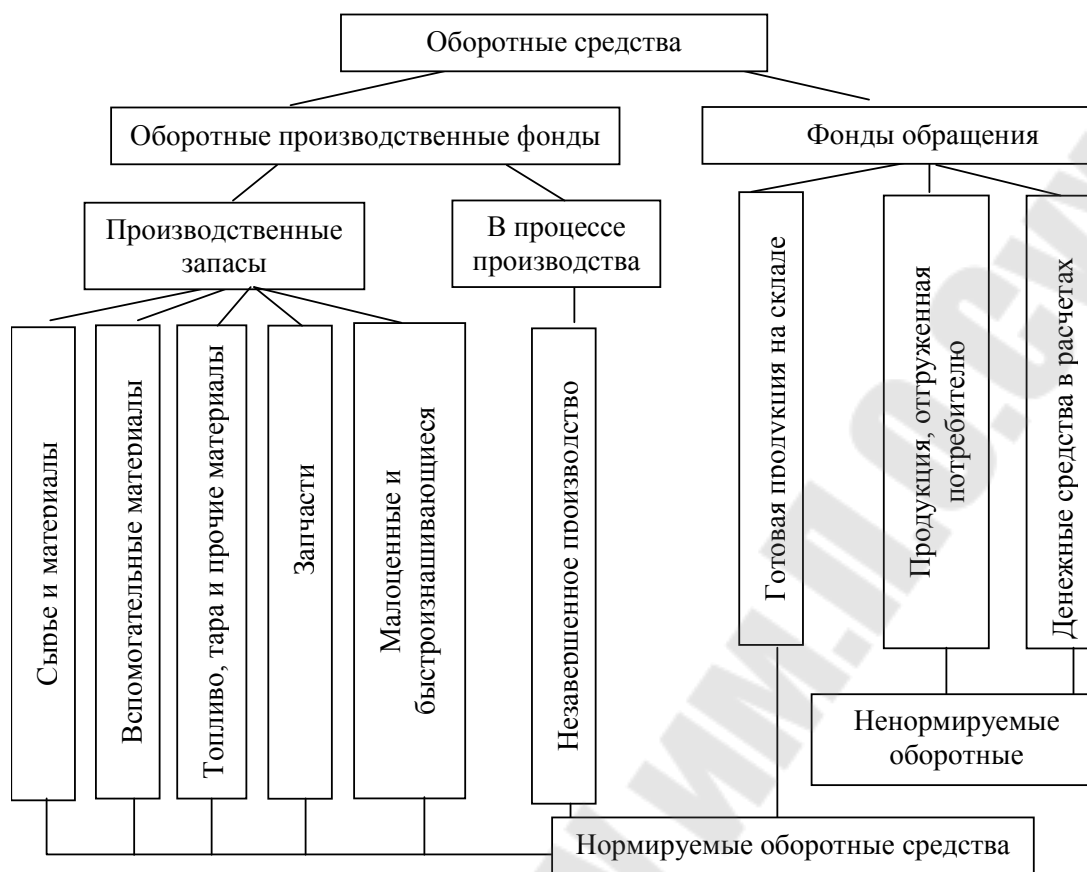


Рис. 4.1. Состав оборотных средств предприятия

Оборотные производственные фонды состоят из двух частей: 1) производственные запасы; 2) незавершенное производство и полуфабрикаты собственного изготовления.

Производственные запасы – это предметы труда, подготовленные для запуска в производственном процессе. Состоят они из сырья, основных и вспомогательных материалов, топлива, горюче-смазочных материалов, покупных полуфабрикатов и комплектующих изделий, тары, запчастей для ремонта основных средств и находящихся на предприятии в виде складских запасов.

Следует иметь в виду, что процесс производства непрерывен, а поставки ресурсов осуществляются периодически.

Незавершенное производство и полуфабрикаты собственного изготовления – это предметы труда, вступившие в производственный процесс: материалы, детали, узлы и изделия, находящиеся в процессе обработки или сборки, а также полуфабрикаты собственного изготовления, не законченные полностью в одних цехах предприятий и подлежащие дальнейшей обработке в других цехах того же предприятия.

К *фондам обращения* относятся:

- готовая продукция на складах, подготовленная к отгрузке;
- товары отгруженные, в пути или в расчетах, но не оплаченные;
- свободные денежные средства, числящиеся на расчетном счете или в кассе предприятия.

В силу особенностей для энергетического производства отсутствуют в составе оборотных средств сырье, незавершенное производство и полуфабрикаты (последние имеют место только в ремонтном производстве), готовая продукция на складе.

Под структурой оборотных средств понимается соотношение стоимости отдельных элементов во всей их совокупности.

Структура оборотных средств определяется особенностями технологии производства, длительностью производственного цикла и условиями материально-технического снабжения.

При производстве тепловой и электрической энергии подавляющая часть оборотных средств сосредоточена в производственных запасах.

По источникам формирования оборотные средства предприятия подразделяются на *собственные, привлеченные и заемные*.

К собственным денежным средствам относятся: уставный фонд и прибыль предприятия.

Привлеченные денежные средства (устойчивые пассивы) не принадлежат предприятию, но постоянно используется им в обороте. Это резерв предстоящих платежей, который образуется на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей, остаток резервного или ремонтного фонда. В период между платежами, начисленные, но еще не выплаченные средства могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

К заемным средствам относятся: краткосрочные кредиты банков, кредиторская задолженность.

В зависимости от влияния предприятий на формирование размера оборотных средств они делятся на нормируемые и ненормируемые.

Подавляющая часть оборотных средств относится к нормируемым (до 80 %). *Нормируемые оборотные средства* в энергетике – это производственные запасы и абонентская задолженность.

Состав и структура нормируемых оборотных средств на некоторых энергетических предприятиях показаны в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Структура нормируемых оборотных средств энергетических предприятий, %

Оборотные средства	Энергосистемы	ТЭС	ГЭС	ПЭС	Ремонтные предприятия
Сырье, основные материалы	1	–	–	–	–
Вспомогательные материалы	19	15	23	30	23
Топливо	25	42	–	2	3
Запасные части	20	20	38	25	20
Малоценные и быстроизнашивающиеся предметы	20	16	30	35	25
Итого производственные запасы	85	93	91	92	81
Абонентская задолженность	13	–	–	–	–
Прочие нормируемые оборотные средства	2	7	9	8	19
<i>Всего</i>	100	100	100	100	100

Производственные запасы оцениваются по стоимости приобретения. Списание производственных запасов на себестоимость производимой продукции может быть произведено тремя методами.

По *средневзвешенным ценам*, которые определяются как частное от деления общей стоимости запасов по цене их приобретения к их количеству.

По *методу FiFo* запасы списываются на производство по цене первого приобретения. Таким образом, обеспечивается снижение себестоимости, т. е. повышение конкурентоспособности продукции, но сокращается финансирование простого воспроизводства.

По *методу LiFo* запасы списываются, когда имеет место устойчивая тенденция роста стоимости предметов труда. Производится дооценка стоимости материалов до цены последнего приобретения. При этом увеличивается себестоимость продукции, но обеспечивается простое воспроизводство элементов оборотных средств.

Малоценный и быстроизнашивающийся инструмент и инвентарь списывается в момент передачи в производство на 50 %, а вторая половина стоимости переносится в себестоимость продукции при его полном износе.

4.2. Нормирование оборотных средств

Определение потребности предприятия в оборотных средствах включает в себя определение норм расхода сырья, материалов, энергии, топлива на единицу продукции и установление норматива оборотных средств.

Норма расхода – это максимально допустимая величина затрат сырья, материалов, топлива для производства единицы продукции. На основании норм расхода определяется потребность предприятия в материальных ресурсах, составляются сметы затрат на производство продукции.

Нормирование оборотных средств заключается в установлении норм запаса в днях и нормативов расходов в натуральном и денежном выражении.

Норматив оборотных средств – это минимальный размер финансовых ресурсов, предназначенных для формирования оборотных средств, необходимых для обеспечения непрерывности процесса производства и его эффективности.

Размер запасов в натуральной форме необходим для расчета складских площадей при планировании материально-технического снабжения, определении количества завозимых материалов.

Денежные выражения запасов необходимы при планировании оборотных фондов и составлении финансовых планов, а также при определении оборачиваемости оборотных средств.

Производственные запасы для энергетических объектов бывают: 1) *текущие*, предназначенные для обеспечения бесперебойной работы предприятия в период между поставками. Поскольку ресурсы и материалы поступают в разное время и потребляются не одновременно, то *норма текущего запаса в днях* ($T_{\text{тек}}$) равна половине длительности интервала между поставками ($t_{\text{инт}}$); $T_{\text{тек}} = 0,5t_{\text{инт}}$; 2) *страховые* (аварийные) запасы используются для создания гарантий на случай возможных нарушений периодичности поставок топлива (материалов). Страховой запас составляет примерно 50 % текущего; 3) *подготовительные*, предназначенные для создания запасов запасных частей, узлов и материалов для проведения ремонтных работ, подготовки (измельчения, сушки) топлива.

Норматив производственных запасов в натуральном выражении ($\text{ПЗ}_{\text{н}}$), который необходим для проектирования складских помещений и организации поставок оборотных средств, определяется

следующим образом:

$$\text{ПЗ}_{\text{н}_i} = \sum V_i g_i T_3, \quad (4.1)$$

где V_i – количество продукции i -го вида, производимое в единицу времени; g_i – норма расхода топлива, материала, запасных частей на единицу продукции; T_3 – норма запаса в днях.

Для определения текущего запаса ТЭЦ по топливу можно использовать формулу

$$B_{\text{тек}} = (W_{\text{сут}} \cdot b_{\text{э}} + Q_{\text{сут}} \cdot b_{\text{т}}) 10^{-3} \cdot T_{\text{тек}} \cdot 7000(29300) / Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \text{ т у. т.}, \quad (4.2)$$

где $W_{\text{сут}}$, $Q_{\text{сут}}$ – соответственно среднесуточная выработка электрической и тепловой энергии, выраженная в тысячах кВт · ч и Гкал; $b_{\text{э}}$, $b_{\text{т}}$ – нормы удельного расхода условного топлива на выработку единицу электрической и тепловой энергии, выраженные в кг/кВт·ч и кг/Гкал; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая рабочая теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг (ккал/м³).

Норматив оборотных средств в стоимостном выражении ($\text{Н}_{\text{пз}_i}$) определяется по выражению

$$\text{Н}_{\text{пз}_i} = \text{ПЗ}_{\text{н}_i} \cdot \text{Ц}_i, \quad (4.3)$$

где Ц_i – цена единицы топлива, материала и т. д.

Совокупный норматив оборотных средств (НОС) определяется как сумма частных.

4.3. Показатели и пути повышения эффективности использования оборотных средств

Оборотные средства всегда находятся в постоянном движении и совершают кругооборот, переходя из сферы обращения в сферу производства и наоборот. Движение оборотных средств осуществляется по схеме: денежные средства (Д) → сырье, материалы (С, М) → производство (П) → готовая продукция (ГП) → реализованная продукция (РП) → денежные средства (Д'). Время, в течение которого оборотные средства проходят все стадии кругооборота, составляет период оборота оборотных средств.

Основные показатели использования оборотных средств:

– скорость оборота, или коэффициент оборачиваемости оборотных средств:

$$n_{об} = ВРП / O_{ср}, \quad (4.4)$$

где ВРП – выручка от реализации продукции за рассматриваемый период времени; $O_{ср}$ – величина оборотных средств предприятия за этот же период;

– длительность оборота оборотных средств, дней:

$$T_{об} = Д / n_{об}, \quad (4.5)$$

где Д – количество дней в рассматриваемом периоде (год – 360, квартал – 90, месяц – 30 дней);

– рентабельность оборотных средств, %:

$$P_{об.с} = (П_б / O_{ср.г}) 100, \quad (4.6)$$

где $П_б$ – прибыль балансовая; $O_{ср.г}$ – среднегодовая стоимость оборотных средств;

– высвобождение оборотных средств за счет ускорения оборачиваемости

$$\Delta O_{ср} = ВРП_{пл} / n_{об.баз} - ВРП_{пл} / n_{об.пл}, \quad (4.7)$$

где $ВРП_{пл}$ – выручка от реализации продукции в плановом периоде; $n_{об.баз}$, $n_{об.пл}$ – число оборотов в базисном и плановом периодах соответственно.

Частные показатели использования оборотных средств в энергетике:

– удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$b_w = B_w / W_{отп}; \quad (4.8)$$

– удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии

$$b_q = B_q / Q_{отп}. \quad (4.9)$$

Динамика удельного расхода топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по Белорусской энергосистеме представлена в табл. 4.3.

Таблица 4.3

**Удельный расход условного топлива на отпуск
электрической и тепловой энергии**

Показатели	Единицы измерения	1960	1970	1980	1990	2000	2010
b_w	г у. т.; кВт · ч	560	353	328	297	280	268,5
b_q	кг у. т.; Гкал	194	174	171	173	175	168,05

Основные пути повышения эффективности использования оборотных средств в энергетике:

- экономия затрат и прежде всего топлива;
- снижение норм расхода материальных ресурсов;
- снижение расхода электроэнергии на собственные нужды и потерь энергии при передаче;
- ликвидация сверхнормативных запасов материалов и запасных частей для ремонта на складах;
- избавление от излишнего оборудования и использование полученных средств на увеличение оборотных средств предприятия;
- ускорение процесса расчетов с потребителями энергии.

5. КАПИТАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО И ПРОЕКТИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

5.1. Назначение, виды, источники финансирования и способы капитального строительства

Ввод в действие основных средств (простое и расширенное воспроизводство) осуществляется в процессе капитального строительства. Оно связано с вводом и обновлением основных средств, увеличением мощности и производительности предприятий. Капитальное строительство осуществляется по следующим направлениям:

1. *Новое строительство* – это создание новых предприятий, возведение зданий, сооружений на вновь осваиваемых площадках по утвержденному проекту.

2. *Расширение* действующих предприятий путем сооружения их вторых и последующих очередей, введение в строй дополнительных цехов и производств, расширение уже функционирующих основных и вспомогательных цехов. Расширение предприятия приводит обычно к увеличению его производственной мощности в более короткие сроки и при меньших затратах по сравнению с созданием аналогичных мощностей вследствие нового строительства.

3. *Реконструкция* действующих предприятий путем полного или частичного преобразования производства с заменой морально устаревшего и физически изношенного оборудования, а также введение новых цехов взамен ликвидируемых, эксплуатация которых экономически нецелесообразна. Это приводит к повышению уровня механизации и автоматизации производства, ликвидации «узких мест», что обеспечивает увеличение объема выпускаемой продукции с меньшими удельными затратами и сроками, чем при строительстве новых или расширении действующих предприятий.

4. *Техническое перевооружение* действующего производства ведется без расширения имеющихся производственных площадей в соответствии с планом технического развития предприятия в целях повышения технического уровня и улучшения технико-экономических показателей агрегатов и установок путем внедрения новой техники и технологий, механизации и автоматизации процессов, модернизации и замены изношенного оборудования новым. При этом обычно требуются меньшие материальные затраты и более короткие сроки по сравнению с расширением производства.

Источниками финансирования капитального строительства являются:

- 1) средства государственного и местного бюджетов;
- 2) собственные средства предприятия:
 - часть прибыли (фонд накопления);
 - фонд амортизации;
- 3) заемные средства (кредиты банков);
- 4) привлеченные – средства инвестиционных фондов министерств, ведомств, концернов, государственных субсидий, иностранных инвесторов;
- 5) долевые вклады заинтересованных лиц. Долевое участие в финансировании энергетического объекта осуществляется за счет средств производственных потребителей, которые оплачивают энергосистеме за ввод в эксплуатацию дополнительной электрической и тепловой мощности в установленном размере.

Средства для капитального строительства выделяются на основе *плана капитального строительства*, который содержит два раздела:

- капитальные вложения;
- ввод в действие основных средств и мощностей.

В первом разделе плана оговаривается сумма капитальных вложений, в том числе по объектам промышленного назначения, водоснабжения, охраны природы, по объектам сельского хозяйства и коммунального строительства в денежных единицах.

Во втором разделе плана указываются сроки и объемы ввода в эксплуатацию производственных мощностей в натуральных показателях. Например, по объектам электроэнергетики: турбина электрическая – 180 тыс. кВт; котлы производственные – 670 т/ч; кабельные линии и сети – 77 км; системы обратного водоснабжения производства – 100 тыс. м³ в сут.

Капитальное строительство – длительный во времени процесс, идущий поэтапно. Различают 4 этапа:

- изыскательные работы и разработка проектной документации;
- производство работ по планировке и подготовке строительной площадки, включая строительство временных сооружений;
- производство строительных и монтажных работ;
- пусковой период, в течение которого ликвидируют недоделки и выходят на проектную мощность.

Строительные и монтажные работы могут выполняться двумя способами – подрядным и хозяйственным.

При *подрядном* способе работы ведутся подрядчиком, который заключает договор подряда с заказчиком. Следует различать генерального подрядчика и субподрядчика.

Генеральный подрядчик – постоянно действующая строительномонтажная организация, которая заключает договор с заказчиком и несет полную ответственность за выполнение всего комплекса работ в установленные договором сроки.

Для выполнения специализированных работ генеральный подрядчик может приглашать субподрядчика, который будет выполнять работу по договору с генподрядчиком и нести ответственность перед ним за качество и сроки выполнения этих работ. Субподрядчик не вступает в отношения с заказчиком.

При *хозяйственном* способе капитальное строительство осуществляется силами и средствами самого предприятия.

В энергетике основным способом является подрядный вследствие его преимуществ: возможности внедрения передовой технологии, современных материалов и организации строительного производства; высокого уровня автоматизации и механизации работ; высокого уровня квалификации кадров, производительности труда и качества работ; более низкой себестоимости и сроков выполнения строительномонтажных работ (СМР).

5.2. Организация проектирования в энергетике

Строительство новых объектов, а также расширение и реконструкция действующих предприятий осуществляется по утвержденным проектам и сметам, от качества которых во многом зависят эксплуатационные показатели объектов. Проектированием занимаются специализированные по отраслям проектные организации (Энергосетьпроект, Гражданпроект, Сельхозпроект и др.). Решение о проектировании и строительстве предприятий принимается на основе схем развития отрасли, размещения объектов и техникоэкономических обоснований (ТЭО), которые подтверждают экономическую целесообразность и хозяйственную необходимость проектирования и сооружения.

Проектирование осуществляется на основе задания, которое выдается заказчиком и содержит: наименование объекта, основание для проектирования (решение соответствующих органов), исходные дан-

ные, например, нагрузки энергоприемников с условиями и режимами их работы, возможные источники питания и др.

Проектирование энергетических объектов ведется в одну или две стадии. Если объект небольшой мощности и при проектировании могут быть использованы типовые решения, то проектирование ведется в одну стадию. *Типовым* называется утвержденный проект, предназначенный для многократного использования при строительстве одинаковых объектов. Он содержит полный комплект рабочих чертежей с пояснительной запиской, спецификациями на оборудование и ведомостями потребных материалов, данными об объемах работ и прочими необходимыми для проведения строительно-монтажных работ сведениями. Проектирование нового объекта сводится к привязке рабочих чертежей типового проекта к местным условиям строительной площадки. При этом создается технорабочий проект. Применение типовых проектов приводит к исключению возможных ошибок, значительно ускоряет сроки проектирования и строительства, что обеспечивает удешевление проекта.

При двухстадийном проектировании на первой стадии разрабатывают технический проект, в котором определяется: мощность предприятия; состав оборудования, потребность в материальных и трудовых ресурсах, составляется сметно-финансовый расчет на строительство. На второй стадии разрабатываются рабочие чертежи, на основе которых будут вестись СМР, уточняется сметно-финансовый расчет в части стоимости СМР.

Двухстадийное проектирование используется при разработке нового уникального объекта, а одностадийное на технически несложных объектах по существующим аналогам.

Все проекты до их утверждения проходят отраслевую экспертизу, в которой принимают участие представители эксплуатационных, строительных и монтажных организаций.

5.3. Капитальные вложения: классификация и структура

Капитальные вложения являются финансовым источником для осуществления капитального строительства, это одно из направлений реальных инвестиций.

Капитальные вложения – это затраты на СМР при возведении зданий и сооружений, покупку и наладку машин и оборудования и прочие расходы, связанные с проектно-изыскательскими работами,

содержанием дирекции строящегося объекта и др. Для учета, анализа и других целей капитальные вложения классифицируют по целому ряду признаков: отраслевому, территориальному, производственному, технологическому, по источникам финансирования.

Объемы капитальных вложений в электроэнергетику представлены на рис. 5.1.

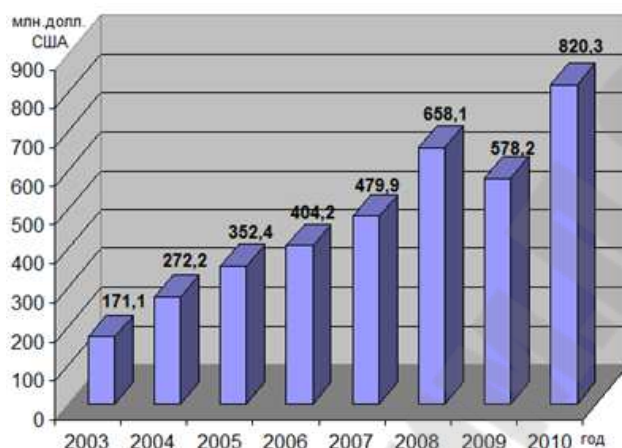


Рис. 5.1. Освоение инвестиций в основной капитал ГПО «Белэнерго», млн дол. США

Соотношение капитальных затрат по любому из признаков называется *структурой капитальных вложений*. Структура капитальных вложений по различным признакам для Республики Беларусь и электроэнергетики представлена в табл. 5.1–5.3.

Таблица 5.1

Распределение капитальных вложений по отраслям экономики

Инвестиции в основной капитал, %	1990	1995	2000	2005	2010
Всего	100	100	100	100	100
В том числе: промышленность	24,4	29,7	30,2	28,9	26,8
Из нее:					
электроэнергетика	1,3	4,2	3,1	4,0	3,4
нефтяная промышленность	1,1	3,3	4,0	3,9	3,9
сельское хозяйство	28,8	8,5	6,8	13,3	18,2
жилищное строительство	19,6	20,0	26,1	16,3	20,7
образование	2,5	2,0	1,4	1,5	1,4

Таблица 5.2

**Освоение инвестиций в основной капитал ГПО «Белэнерго»
по источникам вложений**

Наименование показателя	Освоение 2010 г., млн р.
Инвестиции в основной капитал	2 460 820
В том числе: собственные средства	848 949
Из них: амортизационный фонд	792 600
прибыль	54 886
бюджетные средства	291 564
В том числе: республиканский бюджет	290 900
местный бюджет	664
заемные средства других организаций	0
кредиты банков	1 296 412
Из них: по иностранным кредитным линиям	299 990
льготных кредитов	23 655
кредитов иностранных банков	588 425
средства населения	0
прочие источники	23 895

Таблица 5.3

**Особенности технологической структуры
по энергетическим объектам**

Энергетические объекты	Всего, %	СМР	Оборудование и прочее
АЭС	100	40	60
ТЭС	100	60	40
ГЭС	100	80	20
ЛЭП и подстанции	100	65	35

5.4. Сметная стоимость строительства

Определение объема капитальных вложений (инвестиций) для реализации проектного решения осуществляется на основе сметно-финансового расчета (СФР), который оформляется в виде смет.

Смета – это финансовый документ, который определяет потребности в материальных, трудовых и финансовых ресурсах необходимых для выполнения определенного объема строительно-монтажных работ.

Согласно Инструкции по определению сметной стоимости строительства и составлению сметной документации [3] расчет сметной стоимости строительно-монтажных работ (СМР) ведется сначала в базисных ценах 2006 г. с применением ресурсно-сметных норм (РСН), а затем пересчитывается в текущие цены по индексам пересчета.

На новое строительство и реконструкцию разрабатывается три вида смет:

- *локальные* – определяют сметную стоимость отдельных видов работ и затрат по строительству;

- *объектные* – содержат расчеты объемов работ и затрат по отдельным объектам строительства и объединяют в своем составе данные из локальных смет. Объектная смета может не составляться в тех случаях, когда по объекту имеется только один вид работ (затрат);

- *сводные* – составляются на основе объектных и представляют собой документ, определяющий сметный лимит средств, необходимых для строительства всех предусмотренных проектной документацией объектов по техническому проекту и состоит из двух разделов: раздел А – капиталовложение в промышленное строительство и раздела Б – капиталовложение в объекты непромышленного назначения – жилищного и гражданского строительства.

В конце сметы отдельной строкой включается резерв *на непредвиденные работы и затраты* в процентах от суммы сметной стоимости. Этот резерв *на строительство объектов* производственного назначения определяется в пределах: для ТЭС – 3–5 %; для АЭС – до 10 %, непромышленного назначения – 2 %; *на реконструкцию действующих производств* в размере, предусмотренном для строительства, с коэффициентом 1,2.

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты не начисляется на стоимость материалов, изделий и конструкций и стоимость оборудования, поставляемых по контрактам из-за пределов Республики Беларусь.

В конце сметы указываются возвратные суммы, получаемые в процессе строительства и после завершения его (ликвидная часть стоимости временных зданий и сооружений, амортизационные отчисления по этим сооружениям и др.). Если из общей стоимости вычесть возвратные суммы, то получим проектную первоначальную стоимость основных фондов.

Сметная стоимость, определенная по *локальным сметам*, включает в себя стоимость оборудования и материалов (с учетом транспортных и складских расходов) и стоимость строительно-монтажных работ.

Сметная стоимость оборудования, материалов, изделий и конструкций определяется в соответствии с требованиями, приведенными в Инструкции по определению сметной стоимости строительства и составлению сметной документации.

Сметная стоимость строительно-монтажных работ состоит из прямых затрат, накладных расходов и плановых накоплений.

Прямые затраты определяются на основе норм и расценок РСН и складываются из затрат на основную заработную плату рабочих, стоимости эксплуатации строительных машин и механизмов, в составе которой указывается заработная плата машинистов и стоимости материалов, изделий и конструкций, в составе которой указываются транспортные затраты по их доставке.

Накладные расходы покрывают затраты строительно-монтажных организаций (СМО) связанные с обеспечением нормальных условий производства работ, их организацией, управлением и обслуживанием.

Плановые накопления – это нормативная прибыль СМО от выполнения строительных и монтажных работ.

Накладные расходы и плановые накопления определяются в процентах от суммы сметных величин основной заработной платы рабочих и заработной платы машинистов в составе затрат на эксплуатацию машин и механизмов по утвержденным нормам.

В сметах на реконструкцию следует учитывать стоимость работ по демонтажу оборудования по нормам и расценкам на монтаж без учета стоимости материальных ресурсов с применением к нормам затрат труда, основной заработной плате и эксплуатации машин поправочных коэффициентов.

При реконструкции объектов нормы накладных расходов принимаются с коэффициентом 1,1.

Стоимость монтажных работ в текущих ценах определяется по базисно-индексному методу. Индексы (коэффициенты пересчета) стоимости СМР по видам ресурсов ежемесячно публикуются в периодической печати.

5.5. Укрупненные методы расчета и повышение эффективности использования капитальных вложений

На стадии предварительного технико-экономического обоснования строительства энергетических объектов в курсовом и дипломном проектировании могут применяться укрупненные методы расчетов капитальных вложений.

Метод удельных капитальных вложений используется по типовым энергетическим объектам:

$$K_{\text{эл.ст}} = k_y \cdot N_y; \quad (5.1)$$

$$K_{\text{сет}} = k_y \cdot L; \quad (5.2)$$

$$K_{\text{пс}} = k_y \cdot S_y; \quad (5.3)$$

$$K_{\text{кот}} = k_y \cdot Q_y, \quad (5.4)$$

где k_y – удельные капитальные вложения на единицу мощности (длины); N_y , S_y , Q_y – установленная мощность энергообъектов; L – протяженность сетей, км.

Метод ведущих элементов:

– для электрических станций:

$$K_{\text{эл.ст}} = K_{\text{т}} + K_{\text{к}} + K_{\text{о}}, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{т}}$ – капитальные вложения в основное и вспомогательное оборудование машинного зала; $K_{\text{к}}$ – капитальные вложения в оборудование котельного цеха, топливного хозяйства, дымовых труб и ХВО; $K_{\text{о}}$ – общестанционные капитальные вложения;

– для электрических сетей:

$$K_{\text{э.с}} = K_{\text{л.эп}} + K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^m k_{y_i} \cdot l_i \cdot k_{\text{п}_i} + \sum_{j=1}^n K_{\text{пс}_j}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{л.эп}}$ – стоимость сооружения линий электропередач; $K_{\text{пс}}$ – стоимость повышающих и понижающих подстанций; k_{y_i} – удельная стоимость 1 км i -го участка сети, р./км; l_i – длина участков линии при данном материале и сечении проводов, типе опор и геологических условиях, км; $k_{\text{п}_i}$ – поправочный коэффициент на местные условия; $K_{\text{пс}_j}$ – капиталовложения в отдельные подстанции.

Пообъектный метод:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^I K_{T_i} \cdot n_{T_i} + \sum_{j=1}^J K_{\text{яч}_j} \cdot n_{\text{яч}_j} + \sum_{h=1}^H K_{\text{к.у}_h} \cdot n_{\text{к.у}_h} + K_{\text{пост}}, \quad (5.7)$$

где $K_T, K_{\text{яч}}, K_{\text{к.у}}$ – стоимость однотипных трансформаторов (авто-трансформаторов), ячеек РУ и компенсирующих устройств; $n_T, n_{\text{яч}}, n_{\text{к.у}}$ – число однотипных элементов; $K_{\text{пост}}$ – постоянная составляющая капитальных вложений (здание щита управления, РЗиА, оборудования СН подстанции, водо- и теплоснабжения, освещение, дороги).

Поагрегатный метод:

$$K_{\text{эл.ст}} = K_{\text{бл}_1} + (n-1)K_{\text{бл}_{\text{посл}}}; \quad (5.8)$$

$$K_{\text{кот}} = K_{\text{ка}_1} + (n-1)K_{\text{ка}_{\text{посл}}}; \quad (5.9)$$

$$K_{\text{кот}} = k_{y_1} \cdot Q + k_{y_{\text{посл}}} (n-1)Q, \quad (5.10)$$

где $K_{\text{бл}_1}, K_{\text{ка}_1}$ – капиталовложения в первый блок и котлоагрегат, соответственно; $K_{\text{бл}_{\text{посл}}}, K_{\text{ка}_{\text{посл}}}$ – капиталовложения в последующие блоки и котлоагрегаты; n – число блоков, котлоагрегатов; Q – номинальная мощность одного котлоагрегата, МВт.

Основными направлениями повышения эффективности использования капитальных вложений являются:

- внедрение новой техники и современных технологий на стадии проектирования;
- улучшение качества плановых и проектных решений;
- совершенствование и индустриализация строительно-монтажных работ.

Факторы, влияющие на уменьшение уровня удельных капитальных вложений и сметной стоимости строительства:

- выбор оптимальной мощности и площадки строительства;
- внедрение прогрессивных технологических схем и компоновок оборудования;
- проведение реконструкции и модернизации действующих объектов, обеспечивающих увеличение производственных мощностей с наименьшими затратами и сокращение сроков по сравнению с новым строительством;
- совершенствование конструкций энергетического оборудования;

– повышение качества проектных работ, использование типовых проектов, способствующих снижению сроков и себестоимости СМР;

– концентрация капитальных вложений на пусковых объектах строительства энергетического оборудования.

6. КАДРЫ, ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ И ОПЛАТА ТРУДА

6.1. Состав и структура промышленно-производственного персонала

Во всей совокупности ресурсов предприятия особое место занимают трудовые ресурсы. Их особенность проявляется в том, что они не принадлежат целиком предприятию. Люди в распоряжение предприятия предоставляют исключительно свою рабочую силу за определенную плату. Работник самостоятельно принимает решение о том, работать ли ему на данном предприятии или уволиться с него.

Следует различать такие понятия, как трудовые ресурсы, персонал предприятия, кадры предприятия.

Понятие «трудовые ресурсы» характеризует потенциальную рабочую силу некоторого множества трудоспособного населения. Чаще применяется для характеристики потенциала страны, региона, города.

Промышленно-производственный персонал предприятия – это весь состав работающих, постоянных и временных, выполняющих различные функции.

Кадры предприятия – это основной, штатный, как правило, квалифицированный состав работников предприятия.

Существует еще понятие «непроизводственный персонал» – это работники, обслуживающие непромышленные хозяйства и подразделения предприятия, такие как жилищно-коммунальные хозяйства, детские и медицинские учреждения, находящиеся в ведении предприятия.

В целях планирования и анализа промышленно-производственный персонал предприятия по характеру выполняемых функций подразделяют на рабочих и служащих.

К рабочим относится персонал предприятия, выполняющий непосредственно операции, связанные с созданием материальных ценностей, ремонтом основных фондов, перемещением грузов, выполнением других работ и оказанием услуг в процессе производства. Рабочие предприятия в зависимости от характера участия в производственном процессе подразделяются на рабочих основного производства (основных рабочих) и рабочих вспомогательного производства (вспомогательных рабочих). Рабочие основного производства непосредственно принимают участие в изготовлении продукции, а рабочие вспомогательного производства создают условия для эффективного функционирования производственного процесса.

Служащие подразделяются на руководителей, специалистов и прочих служащих – технических исполнителей.

К руководителям относятся работники, выполняющие функции управления на предприятии и в его структурных подразделениях: директор предприятия, его заместители, главные специалисты (главный инженер, главный технолог, главный механик, главный энергетик, главный металлург, главный контролер), начальники цехов и отделов и их заместители, старшие мастера и мастера.

К специалистам относятся работники, выполняющие конструкторско-технологические, экономические, финансовые функции. К этой категории относятся: конструкторы, технологи, механики, экономисты, бухгалтеры, нормировщики и др.

Прочие служащие – это работники, занятые подготовкой и оформлением документов, учетом и контролем, хозяйственным обслуживанием, в частности, делопроизводители, кассиры, коменданты, контролеры, секретари-машинистки, табельщики и др. Соотношение работников по категориям характеризует структуру промышленно-производственного персонала предприятия (рис. 6.1).

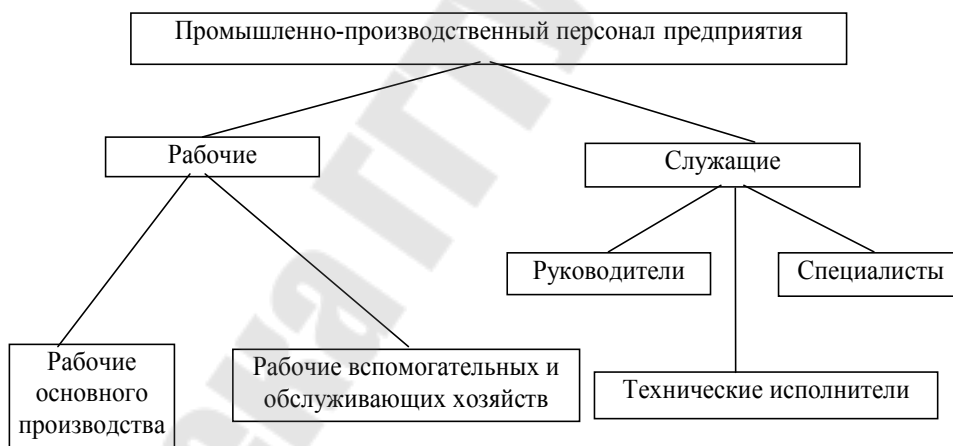


Рис. 6.1. Классификация промышленно-производственного персонала по признаку выполняемых функций

Отнесение работников к категориям рабочих, руководителей, специалистов и прочих служащих производится в соответствии с Общегосударственным классификатором Республики Беларусь «Профессии рабочих и должности служащих».

По характеру и сложности выполняемых работ персонал предприятия делят по профессиям, специальностям и уровню квалификации.

Профессия – род трудовой деятельности, требующий определенных знаний и навыков, приобретаемых путем обучения и практического опыта, и представляет собой совокупность особых трудовых навыков и теоретических знаний. Профессия характеризует относительно постоянный род занятий, связанный с выполнением комплекса работ и воздействием на предмет труда определенным методом.

Специальность – это вид деятельности в пределах профессии, требующий от работника дополнительных специальных знаний, совокупность которых приобретается путем специальной подготовки и на основе опыта работы. Специальность отличается от профессии ограничением трудовой деятельности более узким кругом работ.

Понятие квалификации характеризует возможность работника выполнять работы определенной сложности. Квалификация предполагает определенный уровень или степень овладения профессией или специальностью и выражается в умении выполнять работы определенной сложности. Уровень квалификации устанавливается в результате соответствующих испытаний после прохождения теоретического обучения и приобретения практических навыков и умений. Уровень квалификации работника подтверждается установленными законодательством видами документов (аттестат, диплом, свидетельство и др.).

В энергетике весь персонал предприятия в зависимости от выполняемых функций делится на эксплуатационный и ремонтный.

Задачами эксплуатационного персонала является управление, уход и наблюдение за работой основного и вспомогательного энергетического оборудования и сетей.

Для этого выделяется *зона обслуживания* – территориально-ограниченная, совокупность основных и вспомогательных агрегатов с контрольно-измерительной аппаратурой, механизмами управления, средствами связи и сигнализацией.

Ремонтный персонал осуществляет проведение плановых и аварийных ремонтов электрооборудования и сетей и работы по их модернизации. Выход на работу эксплуатационного персонала организуется по графикам сменности. Ремонтный персонал, как правило, работает в одну смену.

6.2. Производительность труда. Показатели и методы расчета

Производительность труда – это показатель результативности затрат труда и определяется количеством продукции, производимой одним работником в единицу рабочего времени, либо затратами труда на единицу произведенной продукции.

Производительность труда является одним из важнейших показателей, определяющих рациональность использования трудовых ресурсов. От уровня производительности труда зависят следующие показатели: численность производственного персонала, его заработная плата, себестоимость продукции, объем произведенной продукции, уровень фондоотдачи, прибыль предприятия и в конечном счете – уровень благосостояния всех членов общества.

Принято различать производительность живого (индивидуального) и совокупного (общественного) труда. Производительность живого труда определяется затратами труда на предприятии, а производительность общественного труда – затратами труда во всем народном хозяйстве.

Применительно ко всему народному хозяйству показатель производительности общественного труда рассчитывается как отношение величины ВВП к численности занятых в сфере материального производства.

На предприятии для измерения производительности труда применяются два основных показателя: выработка и трудоемкость продукции.

Выработка (V) определяется путем деления объема выпуска продукции на среднесписочную численность персонала за данный период:

$$V = V / Ч_{\text{сп.п}}, \quad (6.1)$$

где V – объем выпуска продукции в натуральном, стоимостном или трудовом измерении; $Ч_{\text{сп.п}}$ – среднесписочная численность промышленно-производственного персонала, чел.

Трудоемкость продукции представляет собой затраты рабочего времени в нормо-часах на изготовление единицы продукции. Этот показатель устанавливает прямую зависимость между затратами труда и трудоемкостью. Трудоемкость продукции может быть рассчитана по формуле

$$T_{\text{пр}} = \Phi \cdot Ч_{\text{сп.п}} / V. \quad (6.2)$$

Трудоемкость представляет собой показатель, обратный выработке. Чем выше выработка продукции в единицу времени, тем ниже трудоемкость единицы продукции.

В энергетике в связи с особенностями производства для оценки производственной трудоемкости наряду с общепринятыми измерителями выработки продукции на одного рабочего применяются также показатели интенсивности труда (коэффициент обслуживания) и штатные коэффициенты.

Годовая выработка на одного работника

$$\omega = W_{\Gamma} / \text{Ч}_{\text{шт.п}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/чел.}, \quad (6.3)$$

где W_{Γ} – годовая выработка электроэнергии, кВт · ч/г.

Удельная валовая выработка

$$\text{П}_{\text{т.в}} = (W_{\Gamma} \cdot T_w + Q_{\Gamma} \cdot T_q + C_{\text{кр}}) / \text{Ч}_{\text{шт.п}}, \text{ тыс. р./чел.}, \quad (6.4)$$

где T_w, T_q – среднееотпускные тарифы на электрическую и тепловую энергию, р./кВт · ч, р./Гкал.

Штатный коэффициент

$$k_{\text{шт}} = \text{Ч}_{\text{шт.п}} / N_y(Q_y), \text{ чел./МВт}, \quad (6.5)$$

где $N_y(Q_y)$ – установленная мощность электростанции (котельной), МВт.

Коэффициент обслуживания (для сетевых предприятий)

$$k_{\text{об}} = V_{\text{обсл}} / \text{Ч}_{\text{шт.п}}, \text{ у. е./чел.}, \quad (6.6)$$

где $V_{\text{обсл}}$ – объем работ по обслуживанию оборудования сетевых предприятий в у. е.

6.3. Сущность заработной платы, ее функции и виды

Заработная плата как экономическая категория является основным источником дохода наемных работников в соответствии с количеством и качеством произведенного труда. Для нанимателя, который использует труд в качестве одного из факторов производства, оплата труда наемных работников является одним из элементов издержек производства.

Заработная плата является формой вознаграждения за труд и важным стимулом для работников предприятия. Она выполняет ряд функций: воспроизводственную, стимулирующую, регулируемую и социальную.

Организация заработной платы на предприятиях основывается на следующих принципах: дифференциация заработной платы, учет отраслевой специфики труда, неуклонный рост заработной платы при опережающем росте производительности труда.

Для гарантии минимального дохода низкооплачиваемых работников законодательством Республики Беларусь установлена *минимальная заработная плата* (МЗП). МЗП – это нижняя граница оплаты труда работника. В Беларуси размер МЗП устанавливается ежегодно с 1 января исходя из жизненно необходимых потребностей человека, а также показателей бюджета. В течение года МЗП индексируется с учетом инфляции.

Различают номинальную и реальную заработную плату. *Номинальная заработная плата* – это вся начисленная сумма денежных средств работнику за результаты его труда. Она характеризует уровень оплаты труда в принятых денежных единицах. По номинальной заработной плате проводят оценку средней заработной платы по предприятию, отрасли и стране в целом. Номинальная заработная плата не учитывает изменения потребительских цен.

Размер реальной заработной платы отражает фактическую покупательную способность номинальной заработной платы. *Реальная заработная плата* – это совокупность материальных благ и услуг, которые может приобрести работник на получаемую им заработную плату (за прошлый месяц) при данном уровне цен на товары и услуги. Таким образом, реальная заработная плата меньше номинальной на величину налогов и платежей, удерживаемых при выплате заработной платы и скорректированной на индекс потребительских цен.

Соотношение между номинальной и реальной заработной платой определяется уровнем инфляции. Так, повышение номинальной заработной платы на 15 % при росте цен на 20 % приводит к снижению реальной заработной платы.

Основная заработная плата – это все виды начислений (тарифный заработок, доплаты и премии) за фактически выполненную работу или отработанное время. В странах с развитой рыночной экономикой доля основного заработка в оплате труда составляет около 80 %.

Дополнительная заработная плата – это выплаты в соответствии с трудовым законодательством за неявочное время (оплата отпусков, неотработанных часов подросткам, матерям, выполнение государственных и общественных обязанностей, времени вынужденного прогула и др.).

В соответствии с Законом Республики Беларусь от 21 декабря 1990 г. «Об индексации доходов населения с учетом инфляции» заработная плата, как источник денежных доходов, подлежит индексации в связи с инфляцией (при превышении индекса потребительских цен 5-ти процентного порога) и в случае несвоевременной ее выплаты в пределах лимита, нормативов и источников согласно действующих нормативно-правовых актов.

В состав фонда заработной платы предприятия включаются следующие выплаты: *заработная плата за выполненную работу и отработанное время* (тарифная заработная плата сдельщикам и повременщикам, оплата по контракту, доплаты за совмещение профессий, расширение зоны обслуживания, по замещению отсутствующего работника, руководство бригадой, индексация заработной платы и др.); *поощрительные выплаты* (надбавки к тарифным ставкам и окладам за профмастерство, классность, сложность и напряженность, стаж работы, регулярные и единовременные премии и вознаграждения, материальная помощь и др.); *выплаты компенсирующего характера* (доплаты за работу в неблагоприятных условиях, ночное время и многосменный режим работы, выходные и праздничные дни, разъездной характер работы и пр.), связанные с режимом работы и условиями труда; *оплата за неотработанное время* (оплата ежегодных основных и дополнительных отпусков, льготных часов подросткам, оплата вынужденных простоев и др.); *выплаты социального характера* (полная или частичная оплата стоимости питания, продуктов, коммунальных услуг, путевок на лечение и отдых и др.).

6.4. Формы и системы оплаты труда

В настоящее время применяются следующие системы оплаты труда:

– *тарифная система* – совокупность нормативов, с помощью которых регулируется уровень заработной платы различных групп и категорий работников в зависимости от: квалификации работников; условий, характера и интенсивности труда; условий (в том числе природно-климатических) выполнения работ; вида производства;

– *бестарифная система* – определение размера заработной платы каждого работника в зависимости от конечного результата работы всего рабочего коллектива;

– *система плавающих окладов* – ежемесячное определение размера должностного оклада работника в зависимости от роста (снижения) производительности труда на участке, обслуживаемом работником, при условии выполнения задания по выпуску продукции;

– *система оплаты труда на комиссионной основе* – установление размера заработной платы в виде фиксированного процента дохода, получаемого предприятием от реализации продукции (работ и услуг). Наибольшее распространение на государственных и других крупных предприятиях получила тарифная система оплаты труда.

Наибольшее распространение получила тарифная система, которая включает следующие основные элементы: тарифно-квалификационные справочники, Единую тарифную сетку работников Республики Беларусь, тарифные ставки;

– *тарифно-квалификационные справочники* представляют собой систематизированные перечни работ и профессий и предназначены для тарификации работников и регламентации их труда.

В соответствии с Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих (ЕТКС) осуществляются отнесение выполняемых работ к конкретным тарифным разрядам и присвоение рабочим соответствующих разрядов.

В соответствии с Квалификационным справочником должностей руководителей, специалистов и служащих осуществляются распределение работников по должностям с учетом их уровня образования и опыта работы. Отраслевые справочники применяются для работников, профессии которых используются только в данной отрасли;

– *единая тарифная сетка* работников Республики Беларусь является инструментом тарифного нормирования оплаты труда и представляет собой систему тарифных разрядов и соответствующих им тарифных коэффициентов. Она состоит из 27 тарифных разрядов. Работники предприятий в производственных отраслях распределяются по 23 разрядам. *Тарифные коэффициенты* показывают, во сколько раз ставки 2-го и последующих разрядов выше ставки 1-го разряда;

– *тарифные ставки* – это размер оплаты труда работника соответствующего разряда за единицу времени, месяц или час. Величина ставки 1-го разряда для работников бюджетной сферы устанавливается Постановлением Совета Министров. Величина ставки 1-го разряда для работников коммерческих организаций устанавливается ими не

ниже бюджетной исходя из финансового состояния. Ставки остальных разрядов устанавливаются в соответствии с их тарифными коэффициентами.

Оплата труда в энергетике строится так же, как и во всей промышленности.

Существуют две основные формы оплаты труда: повременная и сдельная.

Повременной называется такая форма оплаты труда, при которой мерой труда является отработанное время. Для повременной формы оплаты труда характерны две основные системы заработной платы: простая повременная и повременно-премиальная.

Простая повременная система оплаты труда. В этом случае заработок рабочего определяется тарифной ставкой присвоенного разряда и количеством отработанного времени. Заработная плата работника $ZП_{п}$ за определенный отрезок времени может быть определена следующим образом:

$$ZП_{п} = T_{чi} \cdot t_i = T_{ч1} \cdot k_{Ti} \cdot k_{Т.В.Р} \cdot t_i, \quad (6.7)$$

где $T_{чi}$ – часовая тарифная ставка рабочего i -го разряда, р./ч; $T_{ч1}$ – часовая тарифная ставка рабочего 1-го разряда, р./ч; k_{Ti} – тарифный коэффициент i -го разряда; $k_{Т.В.Р}$ – коэффициент повышения тарифных ставок по технологическим видам работ, производствам, видам экономической деятельности и отраслям; t – фактически отработанное время, ч.

Часовая тарифная ставка 1-го разряда определяется

$$T_{ч1} = T_{м1} / \Phi_{м}, \quad (6.8)$$

где $T_{м1}$ – месячная тарифная ставка 1-го разряда, р./мес.; $\Phi_{м}$ – средняя расчетная норма рабочего времени в месяц, ч/мес.

Средняя расчетная норма рабочего времени устанавливается Министерством труда и социальной защиты на каждый год в зависимости от следующих факторов: продолжительности рабочей недели, количества праздничных и предпраздничных дней в году.

В организациях, финансируемых из бюджета, часовые тарифные ставки рассчитываются на основе месячной тарифной ставки первого разряда, которая периодически пересматривается и утверждается Постановлением Совета Министров Республики Беларусь. Она же является нижней предельной величиной для остальных организаций, осу-

ществляющих деятельность на территории республики и производящих оплату труда наемным работникам.

В коммерческих организациях часовые тарифные ставки, как правило, устанавливаются выше, чем для работников организаций, финансируемых из бюджета. Увеличение оплаты труда в коммерческих организациях должно происходить с соблюдением принципа опережающего роста производительности труда над ростом заработной платы.

Повременно-премиальная система. В этом случае рабочему сверх оплаты в соответствии с отработанным временем и тарифными ставками (тарифный заработок) начисляют премию за выполнение и перевыполнение установленных количественных и качественных показателей премирования. Основные рабочие-повременщики премируются за выполнение производственных заданий и обеспечение качества выпускаемой продукции и работ. Рабочие-повременщики, занятые обслуживанием основного производства, премируются за обеспечение бесперебойной и ритмичной работы оборудования, улучшение коэффициента его использования.

При повременно-премиальной системе заработная плата работника $ЗП_{пп}$ может быть определена по следующей формуле:

$$ЗП_{пп} = T_{чi} \cdot t(1 + p/100), \quad (6.9)$$

где p – размер премии в процентах к тарифному заработку за выполнение установленных условий и показателей премирования.

Повременная форма оплаты труда применяется в подразделениях предприятия, в которых соблюдаются следующие условия:

1) производственный процесс строго регламентирован; производство автоматизировано; рабочий не в состоянии влиять на темп выполнения технологических операций (автоматизированное оборудование);

2) выпускаемая продукция отвечает высоким требованиям по качественным характеристикам (надежность, долговечность); качественные факторы важнее количественных;

3) производство продукции строго подчиняется графику ритмичности; исключено как перепроизводство, так и отставание от графика выпуска;

4) существуют объективные трудности с установлением количественных норм труда (норм выработки, норм времени), необходимых для установления сдельной расценки;

5) существуют трудности с измерением количественного результата труда рабочих.

Повременная форма оплаты может применяться для оплаты труда таких вспомогательных рабочих, как дежурные слесари-электрики, слесари-механики, слесари-сантехники, обходчики, кладовщики, учетчики, рабочие служб технического контроля.

При сдельной форме оплаты труда мерой труда является количество выполненной работы. Заработная плата работникам начисляется по заранее установленным расценкам за каждую единицу выполненной работы или изготовленной продукции.

Сдельная форма оплаты труда стимулирует, прежде всего, улучшение количественных показателей работы. Поэтому она применяется на участках производства с преобладанием ручного или машинно-ручного труда: именно в этих условиях возможно учесть количество и качество произведенной продукции, обеспечить увеличение объема производства и обоснованность устанавливаемых норм труда.

Сдельную форму заработной платы целесообразно применять при наличии следующих условий:

1) возможно применение технически обоснованных норм труда, перевыполнение которых непосредственно зависят от исполнителей (рабочих);

2) имеется возможность точного учета объемов выполняемых работ;

3) существуют потребность и условия стимулировать рабочих к дальнейшему увеличению выработки продукции или объемов выполняемых работ;

4) у рабочих есть возможность увеличивать выпуск продукции при обеспечении стабильной технологии и соответствующем качестве продукции;

5) производство испытывает потребность в увеличении выпуска продукции на данном участке.

Сдельная форма оплаты труда включает в себя следующие системы заработной платы: прямая сдельная; сдельно-премиальная; сдельно-прогрессивная; косвенно-сдельная; аккордная.

При *прямой сдельной* системе заработной платы заработок рабочего $Z_{Пс}$ может быть определен по следующей формуле:

$$\text{ЗП}_c = \sum_{j=1}^{j=m} p_j \cdot V_j, \quad (6.10)$$

где p_j – расценка на j -й вид продукции или работы, р./ед. прод.; V_j – количество продукции, (объем выполненных работ) j -го вида, ед.; m – количество видов продукции (работ).

Расценка за единицу выполненной работы или изготовленной продукции может быть определена следующим образом:

$$p = T_{чj} \cdot n_{в.рj}, \quad (6.11)$$

где $T_{чj}$ – часовая тарифная ставка, соответствующая j -му разряду выполняемой работы, р./ч; $n_{в.рj}$ – норма времени на единицу работы или продукции, ч.

При *сдельно-премиальной* системе рабочему-сдельщику кроме заработка по прямым сдельным расценкам, выплачивается премия за определенные количественные и качественные показатели, предусмотренные действующими на предприятии условиями и показателями премирования. В этом случае заработок рабочего по сдельно-премиальной системе $\text{ЗП}_{сп}$ может быть определен по выражению

$$\text{ЗП}_{сп} = \text{ЗП}_{сд} (1 + (p_1 + p_2 \cdot \Pi) / 100), \text{ р.}, \quad (6.12)$$

где p_1 , p_2 – размер премий за выполнение и за каждый процент перевыполнения установленных показателей соответственно, %; Π – процент перевыполнения установленных показателей премирования.

Премирование может осуществляться на основе следующих показателей:

- выполнение и перевыполнение производственных заданий по выпуску продукции, технически обоснованных норм выработки, повышение производительности труда, снижение нормируемой трудоемкости;

- повышение качества продукции (например, повышение сортности продукции, бездефектное изготовление и сдача ее с первого предъявления, недопущение брака, соблюдение стандартов и технических условий и т. д.);

- экономия сырья, материалов, инструмента и других материальных ценностей.

Как показывает опыт, целесообразно осуществлять премирование по двум-трем одновременно применяемым показателям премирования.

При *сдельно-прогрессивной системе* объем произведенной продукции (работ) в пределах установленной нормы оплачивается по обычным расценкам, а сверх этой нормы – по повышенным:

$$\text{ЗП}_{\text{сд.пр}} = P V_{\text{баз}} + k_{\text{кр}} \cdot P \cdot \Delta V, \text{ р.}, \quad (6.13)$$

где $k_{\text{кр}}$ – коэффициент кратности расценки; ΔV – превышение фактического объема продукции (работ).

Размер увеличения сдельных расценок в зависимости от степени перевыполнения исходных норм определяется в каждом конкретном случае специальной шкалой.

Косвенно-сдельная система заработной платы применяется для оплаты труда вспомогательных рабочих, непосредственно занятых обслуживанием рабочих мест основного производства, например, наладчиков, электриков и т. д.

При косвенно-сдельной системе оплаты размер заработка рабочего ставится в прямую зависимость от результатов труда рабочих-сдельщиков и определяется следующим образом:

$$\text{ЗП}_{\text{к.сд}} = p_{\text{к.сд}} \cdot V_{\text{осн}}, \text{ р.}, \quad (6.14)$$

где $p_{\text{к.сд}}$ – косвенно-сдельная расценка, р./ед.; $V_{\text{осн}}$ – фактический выпуск продукции основными рабочими.

$$p_{\text{к.сд}} = T_{\text{ч.всп}} / n_{\text{в.осн}}, \text{ р./ед.}, \quad (6.15)$$

где $T_{\text{ч.всп}}$ – тарифная ставка вспомогательных рабочих, р./ед.; $n_{\text{в.осн}}$ – норма выработки основных рабочих, ч/ед.

Аккордная система заработной платы предусматривает установление определенного объема работ и общей величины заработной платы за эту работу. Расценка устанавливается на весь объем работы, без деления на отдельные операции. Средства, предусмотренные на оплату труда, выплачиваются после завершения всего комплекса работ независимо от сроков их выполнения. Данная система заработной платы стимулирует, прежде всего, выполнение всего комплекса работ с меньшей численностью работающих и в более короткие сроки.

Обычно при данной системе оплаты рабочие премируются за сокращение сроков выполнения заданий, что усиливает стимулирующую роль этой системы в росте производительности труда.

Оплата труда руководителей и специалистов осуществляется в соответствии со штатным расписанием, в котором по каждой должности установлены величины месячных окладов. По своему характеру она ближе к повременно-премиальной системе с той лишь разницей, что вместо тарифной ставки (дневной или часовой) фигурирует месячный оклад. Штатное расписание разрабатывается в зависимости от производственной структуры предприятия, количества структурных подразделений и выполняемых функций. Оно утверждается руководителем предприятия.

В энергетике применяется в основном повременно-премиальная система оплаты труда. В основном энергетическом производстве (энергогенерирующие и сетевые предприятия) она применяется для всех категорий работающих. Это связано с тем, что объемы производства и передачи энергии не зависят от энергетиков, а определяются потребителями. Сдельная форма (сдельно-премиальная и аккордная) может иметь место при изготовлении запасных частей для ремонта энергооборудования, на погрузо-разгрузочных работах и в строительных предприятиях энергобъединений, где объемы производства известны или могут планироваться.

Показателями премирования в энергетике являются:

Для эксплуатационного персонала:

- обеспечение надежной и безаварийной работы оборудования (выполнение плана рабочей мощности);
- соблюдение заданного режима работы оборудования;
- экономия ТЭР (выполнение норм расхода);
- снижение расхода электроэнергии на собственные нужды и др.

Для ремонтного персонала:

- выполнение плана по ремонту оборудования и сетей;
- снижение сроков простоя оборудования в ремонте;
- высокое качество ремонтных работ (отсутствие аварий и отказов по вине персонала);
- выполнение плана мероприятий, связанных с модернизацией оборудования;
- экономия материальных ресурсов.

7. ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА И СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ

7.1. Понятие и классификация издержек производства

В процессе производства и реализации продукции на предприятии используются материальные, трудовые и финансовые ресурсы. Денежная оценка стоимости всех ресурсов, использованных в процессе производства и реализации продукции за период времени, определяет понятие «затраты».

Производственные затраты в промышленности и энергетике называют издержками производства, эксплуатационными расходами или текущими затратами. Все эти синонимы имеют одну и ту же экономическую сущность, поскольку призваны оценивать текущие производственные затраты.

Издержки производства – это все виды текущих затрат предприятия (включая налоги и отчисления в целевые фонды) прямо или косвенно связанные с производством и реализацией продукции.

Все издержки предприятия по их назначению и месту возникновения и другим признакам группируются по видам согласно рис. 7.1 и табл. 7.1.



Рис. 7.1. Виды издержек предприятия

Таблица 7.1

Классификация издержек производства

Признак	Группы затрат	Характеристика, состав
По степени однородности	Простые (одноэлементные)	Состоят из однородных экономических элементов (сырье, материалы, ТЭР и т. д.)
	Комплексные	Совокупность различных экономических элементов (общепроизводственные, общехозяйственные)
По связи с производством	Производственные	Связаны с изготовлением продукции (издержки производства)
	Расходы на реализацию	Связаны с процессом отгрузки и реализации продукции (упаковка, погрузка, транспортировка)
По назначению	Основные	Обусловлены процессом производства (сырье, материалы, заработная плата, амортизация)
	Накладные	Связаны с управлением и обслуживанием (общепроизводственные и общехозяйственные)
По способу включения в себестоимость продукции	Прямые	Прямо включаются в себестоимость отдельных видов продукции (С, М и т. д.)
	Косвенные	Являются общими для нескольких видов продукции и относятся на себестоимость отдельного вида продукции по косвенному признаку, например, пропорционально З. П. основных производственных рабочих
По связи с объемом производства	Условно-постоянные	Не зависят от объема производства продукции
	Условно-переменные	Изменяются в зависимости от объема производства продукции (топливо, энергия, материалы)
По видам расходов: экономическая однородность; целевое назначение	Экономические элементы	Показывают что израсходовано, на какую сумму
	Статьи расходов (статьи калькуляции)	Показывают целевое направление использования средств

Типовой перечень экономических элементов и статей калькуляций представлен в табл. 7.2.

Типовой перечень состава расходов

По экономическим элементам	По статьям калькуляции
1. Материальные затраты (сырье, материалы, комплектующие изделия, топливо и энергия, услуги сторонних организаций). 2. Оплата труда. 3. Отчисления на социальные нужды. 4. Амортизация. 5. Прочие	1. Сырье и основные материалы. 2. Покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия. 3. Возвратные отходы (вычитаются). 4. Топливо и энергия на технологические нужды. 5. Основная заработная плата производственных рабочих. 6. Дополнительная заработная плата производственных рабочих. 7. Налоги, отчисления в бюджет и внебюджетные фонды. 8. Расходы на подготовку и освоение производства. 9. Погашение стоимости инструментов и приспособлений целевого назначения. 10. Общепроизводственные расходы. 11. Общехозяйственные расходы. 12. Технологические потери. 13. Потери от брака. 14. Прочие производственные расходы. 15. Расходы на реализацию

Состав расходов определяют «Основные положения по составу затрат, включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг)» и отраслевые инструкции по учету, планированию себестоимости.

Особенности состава статей калькуляции в энергетике:

– нет статей: сырье, основные материалы и возвратные отходы и потери от брака;

– дополнительно имеют место статьи: вспомогательные материалы, вода на технологические нужды и покупная электроэнергия (для энергосистемы).

Группировка затрат по экономическим элементам используется для:

- составления сметы текущих затрат на производство продукции;
- оценки и анализа структуры себестоимости;
- выявления источников и резервов снижения себестоимости.

Классификация по статьям калькуляции используется для определения себестоимости единицы продукции и формирования на ее основе цены.

Сумма первых десяти, 12-й и 13-й статей калькуляции образует *технологическую (цеховую) себестоимость*, сумма статей с первой по четырнадцатую – *производственную (заводскую) себестоимость продукции*, а сумма всех пятнадцати статей – *полную себестоимость продукции*.

7.2. Себестоимость продукции и особенности ее формирования в энергетике

Экономическое назначение себестоимости – возместить предприятию затраты на производство и реализацию продукции и обеспечить простое воспроизводство материальных и нематериальных ресурсов, основных средств и рабочей силы.

В себестоимость продукции (работ, услуг) предприятия включаются затраты, связанные с использованием в процессе производства природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных средств, трудовых ресурсов и прочих затрат на ее производство и реализацию.

В себестоимость продукции не включаются затраты, осуществляемые за счет прибыли (налоги и премии из прибыли, материальная помощь, штрафы, пени, неустойки, расходы на выполнение работ по строительству и содержанию социальных объектов и др.).

Классификация видов себестоимости осуществляется по следующим признакам:

1. По уровню и месту формирования затрат различают два вида себестоимости: индивидуальную и среднеотраслевую себестоимость. *Индивидуальная себестоимость* – это затраты на производство и реализацию продукции, складывающиеся на каждом отдельном предприятии. *Среднеотраслевая себестоимость* – затраты на производство и реализацию продукции, складывающиеся в среднем по отрасли.

2. По способам расчета выделяют плановую, нормативную и фактическую себестоимость. Под *плановой* обычно понимают себестоимость, определяемую на основе плановой (сметной) калькуляции затрат. *Нормативная себестоимость* изделия показывает затраты на его производство и реализацию, рассчитанные на базе нормативов амортизационных отчислений, норм расходов материалов и труда,

действующих на начало отчетного периода. Она отражается в нормативных калькуляциях. *Фактическая себестоимость* выражает сложившиеся в отчетном периоде затраты на изготовление и реализацию определенного вида продукции, т. е. действительные затраты ресурсов. Фактическая себестоимость выпуска конкретных изделий фиксируется в отчетных калькуляциях.

3. По степени полноты учета затрат различают технологическую (цеховую), производственную, коммерческую (полную) и среднеотраслевую себестоимость. *Технологическую себестоимость* образуют все затраты, связанные с реализацией технологического процесса изготовления продукции по всей цепочке основных цехов. *Производственную себестоимость* образуют все затраты в рамках всего предприятия, связанные с изготовлением продукции. Сумма производственных затрат и затрат по реализации продукции, включая налоги, сборы и обязательные отчисления в целевые и небюджетные фонды, относимых на себестоимость, образует *полную себестоимость продукции*.

Среднеотраслевая себестоимость продукции формируется в рамках отрасли и рассчитывается как средневзвешенная величина:

$$S_{\text{ср.отр}} = \sum S_i \cdot V_i / \sum V_i, \quad (7.1)$$

где S_i – себестоимость единицы продукции по отдельному предприятию отрасли; V_i – объем производства продукции по отдельному предприятию.

4. В зависимости от объема производства различают *себестоимость единицы продукции* (работы или услуги) S (р./кВт · ч, р./Гкал) или *всего объема производства* I (млн р./г.).

5. По виду производственной программы – себестоимость *валовой, товарной* или *реализованной* продукции.

В силу особенностей технологического процесса производства в *энергетике* технологическая себестоимость формируется на уровне предприятий (электрические станции, предприятия электрических и тепловых сетей), а полная себестоимость – в рамках энергосистем. По электрической энергии определяется среднеотраслевая себестоимость, которая является основой формирования единого по республике тарифа на этот вид энергии. По тепловой энергии в отрасли электроэнергетики производственная и полная себестоимость формируется по территориальному признаку – в рамках РУП энергосистем, а в промышленной теплоэнергетике и коммунальных энергопредприятиях – индивидуально по предприятиям.

Вследствие непрерывности процесса производства, передачи, распределения и потребления энергии себестоимость формируется как *франко-потребитель*.

К условно-переменным затратам, которые практически пропорциональны объему выпускаемой продукции, в энергетике относят: на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС, котельных – затраты на топливо и покупную воду, все остальные – к условно-постоянным. В сетевых предприятиях и на ГЭС все элементы затрат относятся к условно-постоянным, так как их величины практически не зависят от количества вырабатываемой и передаваемой энергии.

Уровень себестоимости в энергетике зависит от структуры и типа генерирующих мощностей; вида топлива; протяженности, структуры и состояния сетей; режима работы генерирующих энергопредприятий (пиковый, базовый); доли покупной энергии и других факторов.

Структура себестоимости – это процентное соотношение отдельных элементов затрат. Она зависит от особенностей технологического процесса, от технического уровня производства, автоматизации производственного процесса, вида сырья, материалов, используемых ТЭР. Структура себестоимости отличается по отраслям и предприятиям одной отрасли, меняется она и со временем.

В зависимости от структуры себестоимости производимой продукции различают трудоемкие, материалоемкие, энерго- и топливо-емкие, фондоемкие отрасли.

В табл. 7.3 представлена структура издержек промышленной продукции в динамике по отраслям промышленности.

Таблица 7.3

Структура издержек промышленной продукции в фактически действующих ценах, %

Отрасли	Виды затрат						
	Год	Всего затрат на производство	Материальные	На оплату труда	Отчисления на социальные нужды	Амортизация основных средств	Прочие затраты
Вся промышленность	2010	100	73,9	11,9	4,3	3,8	6,1
Электроэнергетика	1990	100	63,9	9,5	1,9	22,5	2,2
	1995	100	80,6	2,6	1,2	3,2	12,4
	2000	100	74,7	5,7	2,8	4,8	12,0
	2005	100	61,7	8,3	4,3	9,5	16,2
	2010	100	75,6	8,7	3,3	8,0	4,4
Топливная	2010	100	85,5	3,2	1,3	4,2	5,8
Машиностроение	2010	100	67,2	18,2	6,3	2,5	5,8

Весьма различна структура затрат и себестоимости энергии по отдельным типам энергопредприятий (табл. 7.4).

Таблица 7.4

Структура себестоимости производства электроэнергии на электростанциях различных типов, %

Составляющие себестоимости электроэнергии	ТЭС и АЭС	ГЭС	Сети
Топливо	50–70	–	–
Амортизация	28–18	80–85	50–60
Заработная плата	10–6	6–8	24–20
Прочие	12–6	14–7	26–20
Всего	100	100	100

7.3. Калькуляция себестоимости энергии

Калькуляция – это расчет себестоимости единицы продукции (работ или услуг). Расчет ведется в два этапа: 1) составляется смета и определяются размеры затрат по статьям на весь годовой объем производства продукции и их структура; 2) проводится расчет себестоимости единицы продукции. В энергетике калькуляция ведется на одну

полезно отпущенную от источника (при производстве) и доведенную до потребителя (при передаче) единицу энергии (1 кВт · ч и 1 Гкал).

При раздельном производстве энергии: электрической – на КЭС, тепловой в котельной, используют *метод прямого счета*. Упрощенный метод калькуляции предполагает учет ограниченного числа статей затрат.

Текущие издержки на производство электроэнергии на ТЭС:

$$I_{\text{эл.ст}} = I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п}} + I_{\text{пр}}, \text{ тыс. р./г.}, \quad (7.2)$$

где $I_{\text{т}}$, $I_{\text{ам}}$, $I_{\text{з.п}}$, $I_{\text{пр}}$ – годовые издержки на топливо; амортизацию; заработную плату с учетом отчислений на социальные нужды; прочие (общественные) затраты.

В укрупненных расчетах $I_{\text{пр}}$ принимают до 30 % от условно-постоянных затрат:

$$I_{\text{т}} = B_{\text{н.т}} \cdot C_{\text{н.т}}, \quad (7.3)$$

где $B_{\text{н.т}}$ – годовой расход топлива натурального; $C_{\text{н.т}}$ – цена топлива натурального;

$$I_{\text{ам}} = K_{\text{у}} \cdot N_{\text{у}} \cdot N_{\text{а.ср}}, \quad (7.4)$$

где $N_{\text{а.ср}}$ – средняя норма амортизации по ТЭС, %;

$$I_{\text{з.п}} = (n_{\text{шт}} \cdot N_{\text{у}} \cdot \Phi_{\text{з.п.сг}})(1 + N_{\text{с.н}}), \quad (7.5)$$

где $n_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент, чел./МВт; $\Phi_{\text{з.п.сг}}$ – среднегодовой фонд заработной платы на одного работника; $N_{\text{с.н}}$ – норма отчислений на социальные нужды.

Текущие издержки на производство энергии в котельной:

$$I_{\text{кот}} = I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{w}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п}} + I_{\text{пр}}, \text{ тыс. р./г.}, \quad (7.6)$$

где $I_{\text{т}}$, $I_{\text{в}}$, I_{w} – годовые затраты котельной на топливо, воду и электроэнергию соответственно:

$$I_{\text{в}} = g_{\text{с.в}} \cdot Q_{\text{выр}} \cdot C_{\text{в}}, \quad (7.7)$$

где $g_{\text{с.в}}$ – удельный расход сырой воды, т/Гкал; $Q_{\text{выр}}$ – годовая выработка тепла котельной, Гкал/г.; $C_{\text{в}}$ – цена воды, тыс. р./м³;

$$I_w = C_w \cdot W_{\text{кот}}, \quad (7.8)$$

где C_w – стоимость одного кВт · ч электроэнергии в соответствии с действующим тарифом на электроэнергию; $W_{\text{кот}}$ – годовой расход электроэнергии котельной;

$$I_{з.п} = 12 \text{ЗП}_{\text{ср}} \cdot n_{\text{шт}} \cdot Q_{\text{уст}} (1 + H_{\text{сн}}), \quad (7.9)$$

где $\text{ЗП}_{\text{ср}}$ – среднемесячная заработная плата, тыс. р./чел. · мес.

Себестоимость производства (отпуска) единицы энергии:

$$S_{\text{пр(отп)}} = \sum I / W(Q), \text{ р./кВт} \cdot \text{ч}, (\text{р./Гкал}), \quad (7.10)$$

где $\sum I$ – сумма текущих затрат на производство годового объема энергии, тыс. р./г.; W , Q – годовой объем производства (отпуска) энергии (электрической или тепловой).

Себестоимость передачи единицы электроэнергии:

$$S_{\text{пер}} = I_{\text{пер}} / W_{\text{пол.потр}}, \text{ р./кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.11)$$

где $I_{\text{пер}}$ – затраты сетевых предприятий на передачу электрической энергии; $W_{\text{пол.потр}}$ – годовой объем электроэнергии, доведенной до потребителя;

$$I_{\text{пер}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рэ.о}} + I_{\text{об.с}}, \text{ тыс. р./г.}, \quad (7.12)$$

где $I_{\text{рэ.о}}$ – затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание ЭО и С; $I_{\text{об.с}}$ – общесетевые расходы;

$$W_{\text{пол.потр}} = W_{\text{отп.ст}} (1 - k_{\text{пот}}), \text{ р./кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.13)$$

где $k_{\text{пот}}$ – потери в сетях, о. е.

Полная себестоимость электроэнергии (в энергосистеме):

$$S_{\text{впол}} = \frac{I_{\text{пр}} + I_{\text{пер}} + I_{\text{об.сис}} + I_{\text{впок}}}{W_{\text{пол.потр}}}, \text{ р./кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.14)$$

где $I_{\text{пр}}$ – затраты на производство электроэнергии станциями энергосистемы; $I_{\text{об.сис}}$ – затраты общесистемные; $I_{\text{впок}}$ – затраты на покупку электроэнергии от других систем.

$$W_{\text{пол.потр}} = (W_{\text{отп.ст.сис}} + W_{\text{пок}})(1 - k_{\text{пот}}), \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.15)$$

где $W_{\text{отп.ст.сис}}$ – количество электроэнергии, отпущенной в сеть станциями энергосистемы; $W_{\text{пок}}$ – количество покупной электроэнергии.

7.4. Калькуляция себестоимости энергии на ТЭЦ

При комбинированном производстве энергии на ТЭЦ, когда вырабатывается и отпускается два вида энергии, издержки производства должны быть распределены между этими видами с тем, чтобы определить себестоимость производства каждого из них. Существует несколько методов распределения затрат. Среди них наиболее распространенными являются: физический (балансовый), экономический, метод «отключения». В основе физического метода лежит распределение затрат на тепловую и электрическую энергию пропорционально израсходованному на них топливу. Причем расход топлива на тепловую энергию принимается таким, каким он был бы, если бы тепло отпускалось потребителям непосредственно из котельной ТЭЦ, имеющей КПД = η_k :

$$B_q = b_k \cdot Q_{\text{год}}; \quad (7.16)$$

$$b_k = \frac{0,143}{\eta_k}. \quad (7.17)$$

Расход топлива на производство электроэнергии (B_w) определяется как разность между общим расходом топлива (B) и расходом на отпуск теплоты (B_q):

$$B_w = B - B_q. \quad (7.18)$$

Упрощенная калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ проводится по основным статьям затрат и укрупненным пропорциям их распределения, представленным в табл. 7.5 и 7.6.

Распределение затрат между видами энергии по цехам

Затраты по цехам (фазам производства)	В том числе	
	на электроэнергию	на тепло
Топливо-транспортный и котельный (I_k)	$I_{kw} = I_k \frac{B_w}{B}$	$I_{kq} = I_k \frac{B_q}{B}$
Турбинный и электрический цехи (I_M)	$I_{mw} = I_M$	—
Общестанционные расходы (I_o)	$I_{ow} = I_o \frac{I_{kw} + I_{mw}}{I_k + I_M}$	$I_{oq} = I_o - I_{ow}$
Всего по ТЭЦ (I_Σ)	I_w	I_q

Суммарные затраты на электроэнергию и теплоту определяются по выражениям:

$$I_w = I_{kw} + I_{mw} + I_{ow}; \quad I_q = I_{kq} + I_{oq}. \quad (7.19)$$

Себестоимости 1 кВт·ч и 1 Гкал, отпущенных потребителю:

$$S_w = \frac{I_w}{W_{отп}} \text{ р./кВт·ч}; \quad S_q = \frac{I_q}{Q_{отп}} \text{ тыс. р./Гкал}. \quad (7.20)$$

Распределение составляющих издержек производства между двумя видами энергии.

Затраты на топливо I_T распределяются пропорционально расходу топлива на каждый из видов энергии:

$$I_w = \frac{B_w}{B} I_T; \quad I_q = \frac{B_q}{B} I_T = I_T - I_w. \quad (7.21)$$

Все остальные статьи расходов распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты на ТЭЦ, за вычетом издержек по топливу. Распределение этих статей расходов между электроэнергией и теплом производится с помощью коэффициента распределения:

$$k_{wp} = \frac{I_w - I_{wT}}{I_\Sigma - I_T}. \quad (7.22)$$

Таким образом, на электроэнергию относятся составляющие издержек по амортизации, заработной плате и прочим расходам:

$$I_{wa} = I_a k_{wp}; \quad I_{wз.п} = I_{з.п} k_{wp}; \quad I_{wпр} = I_{пр} k_{wp}. \quad (7.23)$$

На теплоту относятся разности

$$I_{qa} = I_a - I_{wa} ; I_{qз.п} = I_{з.п} - I_{wз.п} \quad (7.24)$$

и т. д.

Сумма затрат на электроэнергию и теплоту должна быть равна суммарным издержкам производства I_{Σ} .

Разделив издержки по статьям расходов (I_{wi} и I_{qi}) на годовой отпуск электроэнергии и теплоты, получают соответствующие составляющие себестоимости и полную себестоимость 1 кВт·ч и 1 Гкал, отпущенных потребителям. После этого рассчитывается структура себестоимости энергии в процентах.

При использовании физического метода распределения затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса, весь эффект от комбинированного производства энергии относится полностью на электроэнергию. Удельные расходы топлива и себестоимость производства тепла на ТЭЦ при этом оказываются даже хуже (выше), чем в современных отопительных и производственно-отопительных котельных, а показатели производства электроэнергии существенно лучше, чем на самых крупных современных КЭС. Кроме того, в этом случае не учитывается способ отпуска теплоты (свежий пар через РОУ; теплота, отпускаемая из отборов с различными давлениями и теплота, отпускаемая с горячей водой), который влияет на энергетическую ценность тепловой энергии. Для переноса центра тяжести затрат с тепловой энергии на электрическую, при формировании тарифов на энергию используется *экономический метод* распределения затрат, который учитывает энергетическую ценность теплоты и обеспечивает более справедливое распределение выгод от комбинированного производства энергии на ТЭЦ.

Таблица 7.6

Форма упрощенной калькуляции себестоимости энергии на ТЭЦ с цеховой структурой управления

Стадии производства и себестоимость энергии	Статьи калькуляции					Распределение затрат на	
	Топливо	Амортизация	Зарплата	Прочие	Всего	электроэнергию	теплоту
Затраты по топливно-транспортному и котельному цехам, тыс. р.	I_T	$0,5I_a$	$0,35I_{з.п}$	—	I_K	I_{KW}	I_{Kq}
Затраты по турбинному и электрическим цехам (машинный зал), тыс. р.	—	$0,45I_a$	$0,35I_{з.п}$	—	I_M	$I_{MЭ}$	—
Общестанционные расходы, тыс. р.	—	$0,5I_a$	$0,3I_{з.п}$	$I_{пр}$	I_O	I_{Ow}	I_{Oq}
Всего по ТЭЦ, тыс. р.	I_T	I_a	$I_{з.п}$	$I_{пр}$	I_{Σ}	I_w	I_q
Из них:							
на электроэнергию	I_{wT}	I_{wa}	$I_{wз.п}$	$I_{wпр}$	I_w	—	—
на тепло	I_{qT}	$I_{qпр}$	$I_{qз.п}$	$I_{qпр}$	I_q	—	—
Себестоимость	—	—	—	—	—	—	—
электроэнергии, р./кВт · ч	S_{wT}	S_{wa}	$S_{wз.п}$	$S_{wз.п}$	$S_{wопт}$	—	—
тепла, р./ Гкал	S_{qT}	S_{qa}	$S_{qз.п}$	$S_{qз.п}$	$S_{qопт}$	—	—

Смысл метода «отключений» заключается в том, что из суммарных затрат комбинированного производства исключаются затраты на побочные продукты, которые оцениваются по себестоимости их отдельного производства или по ценам приобретения, оставшаяся величина затрат относится на основную продукцию. В энергетике этот метод нашел отражение при построении *треугольника Гинтера* (рис. 7.2).

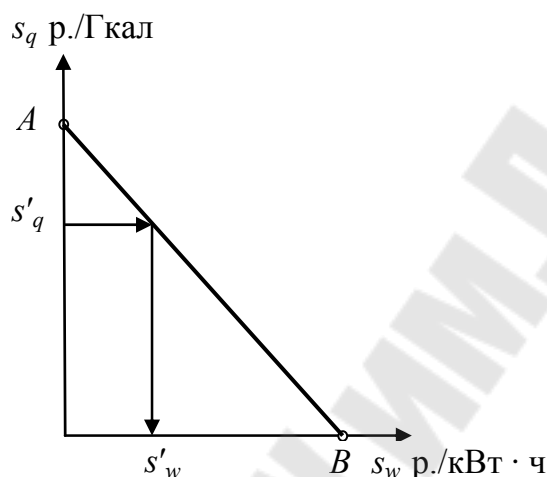


Рис. 7.2. Определение себестоимости электрической и тепловой энергии по методу Гинтера

На одной стороне треугольника откладывается себестоимость 1 кВт·ч, а на другой – 1 Гкал тепла. Максимальная величина себестоимости будет при $Q_{\text{опт}} = 0$, когда все затраты ТЭЦ относятся на электроэнергию (точка B). Наоборот, при $W_{\text{опт}} = 0$ достигается максимум себестоимости отпущенного тепла (точка A). В соответствии с годовыми затратами и строится треугольник. Задаваясь себестоимостью одного вида энергии (s'_q), можно определить себестоимость другого (s'_w).

7.5. Себестоимость транспорта пара и горячей воды

Себестоимость транспорта пара и горячей воды складывается из издержек согласно выражения (7.19):

$$I_{\text{т.с}} = I_{\text{а}} + I_{\text{р}} + I_{\text{п.т}} + I_{\text{з.п}} + I_{\text{пр}}, \quad (7.25)$$

где I_a , I_p , $I_{з.п}$, $I_{пр}$ – издержки на амортизацию, ремонт тепловых сетей и оборудования тепловых пунктов, заработную плату и прочие; $I_{п.т}$ – издержки на перекачку теплоносителя.

Отдельные составляющие могут быть определены следующим образом:

$$I_a = N_a \cdot K_{т.с}, \quad (7.26)$$

где $K_{т.с}$ – капитальные вложения в тепловые сети; N_a – норма амортизации;

$$I_{п.т} = W \cdot T_w, \quad (7.27)$$

где W – количество электроэнергии, затраченной на перекачку, кВт · ч; T_w – тариф на электроэнергию, р./кВт · ч.

Себестоимость передачи единицы тепловой энергии:

$$s_{пер} = I_{т.с} / Q_{пол.потр}, \quad \text{р./Гкал}, \quad (7.28)$$

где $Q_{пол.потр}$ – годовой объем тепловой энергии, доведенной до потребителя;

$$Q_{пол.потр} = Q_{отп} (1 - k_{пот}), \quad \text{Гкал}, \quad (7.29)$$

где $k_{пот}$ – потери в сетях, о. е.

7.6. Пути снижения себестоимости продукции в энергетике

Основными путями снижения себестоимости производства электроэнергии на ТЭС в условиях эксплуатации являются: оптимизация режимов работы основного оборудования, более полная загрузка отборов турбин ТЭЦ, модернизация оборудования, повышение надежности его работы, внедрение принципов научной организации труда и производства, использование более дешевого и экономичного топлива и снижение затрат на его транспорт. Значительными резервами снижения себестоимости производства энергии на ТЭС являются: быстрое освоение вводимых в работу блоков, скорейшее достижение ими проектных эксплуатационных показателей.

Основными путями снижения себестоимости передачи электроэнергии являются: увеличение пропускной способности сетей

на основе использования в проектах развития ПЭО линий электропередачи высших ступеней напряжения; снижение потерь за счет реконструкции действующих сетей и проведения мероприятий по повышению коэффициента мощности; рост производительности труда за счет внедрения автоматизации и телемеханизации, совершенствования организации эксплуатации, ремонтов и управления.

Пути снижения полной себестоимости энергии, зависящие от усилий персонала: оптимизация режимов работы оборудования электростанций и сетей; стимулирование проведения мероприятий по повышению эффективности производства (в том числе модернизация и реконструкция на электростанциях и в сетях; оптимизация проведения планово-предупредительных ремонтов оборудования; совершенствование производственной структуры и организации управления ПЭО, РУП и их филиалами).

На уровень полной и среднеотраслевой себестоимости оказывают влияние разнонаправленные факторы: на увеличение – наметившаяся тенденция разуплотнения суточных графиков нагрузки большинства энергосистем, постоянный рост цен на топливо и энергооборудование; снижение тепловых нагрузок ПЭО в связи с развитием автономных источников теплоснабжения, увеличением использования ВЭР на производстве и реализации политики энергосбережения; на снижение – внедрение новой техники на основе развития концентрации, и комбинирования энергетического производства, все более широкое внедрение средств автоматики и телемеханики, учета и контроля производства, распределения и потребления ТЭР, совершенствование методов организации строительства и эксплуатации, увеличение производительности труда.

Снижение величины издержек по факторам производства определяется по формулам:

– *уменьшение материальных затрат* и изменение цен на сырье и материалы:

$$\Delta I_{\text{м}} = (1 - I_{\text{н}} \cdot I_{\text{ц}}) Y_{\text{м}}, \% \quad (7.30)$$

где $I_{\text{н}}$ – индекс изменения норм расхода материалов; $I_{\text{ц}}$ – индекс изменения цен на сырье и материалы; $Y_{\text{м}}$ – удельный вес материалов в издержках предприятия, %;

– *рост производительности труда и заработной платы*:

$$\Delta I_{\text{з.п}} = (1 - I_{\text{з.п}} / I_{\text{п.т}}) Y_{\text{з.п}}, \% \quad (7.31)$$

где $I_{з.п}$ – индекс изменения заработной платы; $I_{п.т}$ – индекс изменения производительности труда; $У_{п.т}$ – удельный вес заработной платы в издержках, %;

– *рост объема производства продукции:*

$$\Delta I_{уп} = (1 - I_{уп} / I_v) У_{уп}, \% \quad (7.32)$$

где $I_{уп}$ – индекс изменения условно-постоянных расходов; I_v – индекс изменения объема производства; $У_{уп}$ – удельный вес условно-постоянных расходов в себестоимости продукции, %.

8. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

8.1. Понятия цены и ее функции

Цена – денежное выражение стоимости единицы товара, т. е. это количество денег, за которое продавец согласен продать, а покупатель купить товар.

Существуют различные теории стоимости: трудовая, теория субъективной полезности и компромиссная.

Трудовая теория: стоимость товара определяется затратами труда на его производство. Отсюда легко объяснить, почему одни товары дороже, а другие дешевле – разные уровни затрат труда.

Теория субъективной полезности: цена есть форма выражения ценности благ, проявляющаяся в процессе обмена. Товар на рынке покупается потому, что он для данного покупателя имеет полезную ценность.

Компромиссная теория: товар – единство потребительной стоимости и меновой стоимости. Товаропроизводители не будут осуществлять затраты, если они не оправданы полностью, и наоборот: достижение полезности невозможно без затрат.

Сущность цен проявляется в их функциях:

1. *Учетная функция* – определяется сущностью цены, как денежного выражения стоимости и позволяет вести учет, планирование затрат производства и других показателей в стоимостном выражении. В этой функции цена служит средством исчисления всех стоимостных показателей: количественных (ВВП, НДС, объем производства и др.) и качественных (фондоотдача, производительность труда, рентабельность и др.).

Для этой функции уровень цен должен быть максимально приближен к стоимости товара. Это *пассивная функция*.

2. *Стимулирующая функция* – предполагает отклонение цен от стоимости товаров с целью регулирования спроса и предложения, ускорения НТП, улучшения качества продукции и т. д. Цены либо заинтересовывают предприятие в выпуске продукции, либо подталкивают к снятию ее с производства.

3. *Распределительная функция* – распределение дохода между производителем и потребителем, государством и другими секторами экономики. Эта функция связана с отклонением цены от стоимости под воздействием рыночных факторов. Она реализуется через вклю-

чение в цену косвенных налогов (НДС и акцизы). Так, высокие розничные цены на предметы роскоши и престижные товары обеспечивают перераспределение денежных доходов определенной части населения при помощи бюджета и формирования социальных фондов.

4. *Уравновешивающая функция* (функция сбалансированности спроса и предложения) – цена сигнализирует о диспропорциях в сферах производства и обращения и требует мер по их преодолению. Если спрос на данный товар превышает предложение, цена увеличивается.

5. *Информационная функция* – доведение сведений о конъюнктуре рынка по данному товару или о нормативных затратах на его производство и реализацию.

8.2. Виды цен на продукцию

Цены в зависимости от объектов обслуживания бывают: оптовые цены предприятия, оптовые цены, розничные цены.

Отпускная цена предприятия – цена (тариф), применяемая субъектами хозяйствования в расчетах за поставляемую продукцию или услуги со всеми покупателями кроме населения:

$$C_{\text{отп.пр}} = C_{\text{п}} + П + Н, \quad (8.1)$$

где $C_{\text{п}}$ – себестоимость изготовления и реализации продукции; $П$ – прибыль предприятия; $Н$ – налоги.

Оптовая цена – по этой цене оптовые базы реализуют продукцию торговым организациям:

$$C_{\text{опт}} = C_{\text{отп.пр}} + Н_{\text{опт}}, \quad (8.2)$$

где $Н_{\text{опт}}$ – оптовая наценка, служит для компенсации издержек оптовых организаций и обеспечивает получение прибыли.

Розничная цена – по этой цене товар реализуется населению:

$$C_{\text{розн}} = C_{\text{опт}} + Н_{\text{торг}}, \quad (8.3)$$

где $Н_{\text{торг}}$ – торговая наценка – возмещает издержки торговых организаций и обеспечивает образование прибыли.

В зависимости от территории действия различают цены:

- единые по стране (например, тарифы на электроэнергию);
- региональные (тарифы на тепловую энергию).

В зависимости от обслуживания отраслей и сфер экономики: оптовые; закупочные; цены на строительную продукцию (сметная стоимость); тарифы транспорта и услуг для населения (пошив одежды, чистка изделий и т. д.); цены, обслуживающие внешнеторговый оборот.

В зависимости от степени свободы цен и воздействия государства различают цены:

– свободные (устанавливаются по договоренности между производителем и потребителем);

– регулируемые.

Государственное регулирование цен в условиях рыночной экономики касается *ограниченного круга товаров* и осуществляется путем установления: фиксированных цен (тарифов); предельных цен (тарифов); предельных нормативов рентабельности, используемых для определения суммы прибыли, подлежащей включению в регулируемую цену (тариф); предельных торговых (скидок) надбавок к ценам (в оптовом и розничном звеньях); декларирования цен; порядка определения и применения цен (тарифов). Выбор способа определяется государственными органами, исходя из государственных интересов социально-экономической ситуации в республике.

Фиксированные цены – твердые государственные цены, устанавливаемые на ограниченный круг товаров. Их устанавливают:

– Министерство экономики на основные виды ТЭР (нефть, природный и сжиженный газ), водку, спирт, лекарственные средства, драгоценные металлы в изделиях и ломе, тарифы на перевозку железнодорожным транспортом, квартплату;

– облисполкомы и Минский горисполком на услуги водо- и теплоснабжения, дрова и топливные брикеты для населения, на перевозку пассажиров городским транспортом, коммунальные услуги, проживание в общежитиях. Кроме того, фиксированные цены (тарифы) на отдельные виды продукции и услуги могут устанавливаться отдельными министерствами и другими республиканскими органами управления: например, Министерство связи – на услуги связи населению и юридическим лицам; Министерство торговли на табачные изделия.

Предельная максимальная цена – максимально допустимый верхний уровень цены (тарифа), применяется для социально значимых товаров и услуг.

Предельная минимальная цена – цена, ниже которой продавец (покупатель) не имеет права реализовывать (закупать) определенные

товары. Например, продукция растениеводства и животноводства, реализуемая для государственных нужд.

Предельный уровень рентабельности применяется при формировании отпускных цен субъектами хозяйствования, включенными в Государственный реестр хозяйствующих субъектов, занимающих доминирующее положение на товарных рынках Республики Беларусь (предприятия-монополисты). При этом если фактический уровень рентабельности превышает предельное значение, то сумма фактической прибыли, превысившая нормативную величину, перечисляется в Государственный бюджет.

Предельные (фиксированные) надбавки (скидки) – устанавливаются в сфере обращения – в оптовом и розничном звеньях. Верхний предел оптовой надбавки – 20 %, розничной – 30 %. По отдельным социально – значимым продовольственным товарам – 15–20 %.

Декларирование цен – регистрация предельных цен (тарифов) в органах ценообразования на продукцию предприятий, включенных в Государственный реестр хозяйствующих субъектов, занимающих доминирующее положение на товарных рынках Республики Беларусь.

В зависимости от порядка возмещения транспортных расходов по перевозке продукции различают цены: франко-склад поставщика; *франко-станция (пристань) отправления*; франко-вагон станция (пристань) отправления; франко-вагон станция (пристань) назначения; *франко-станция (пристань) назначения*; франко-склад потребителя. Эти цены указывают, до которого места поставщик несет транспортные расходы. Они используются во внутренней торговле. В международной торговле используют такие виды цен, как СИФ, ФАС, ФОБ, КАФ.

8.3. Тарифы на энергию, принципы и особенности их формирования

Цены на энергетическую продукцию называются тарифами.

Тарифы на электрическую энергию и тепловую энергию, воду, являясь разновидностью монопольной цены, отличаются от цен на вещественную продукцию более сложным дифференцированием ставок и больше подвержено государственному регулированию.

Значение тарифов на энергию заключается в их влиянии на доходность энергосистем, жизненный уровень населения, осознание потребителями значения энергосбережения, уровень энергозатрат пред-

приятый-потребителей энергии (энергетическая составляющая себестоимости) и их конкурентоспособность на внутреннем и мировом рынках.

Принципы формирования тарифов в энергетике:

1. Каждая нормально работающая энергосистема должна возмещать затраты на производство, передачу и распределение энергии и получать прибыль, достаточную для расчета с бюджетом, расширения производства и оплаты кредитов банка.

2. Заинтересованность потребителя в снижении генерирующих мощностей и в экономии топлива (достигается введением двухставочного тарифа на электрическую энергию и снижением тарифов на тепло низкого потенциала и увеличением тарифов на тепло более высоких параметров).

3. Создание экономических стимулов у потребителя тепловой энергии в возврате конденсата.

4. Дифференциация тарифов на энергию по группам потребителей, видам и параметрам энергии.

5. Применение максимально простых методов расчета абонентов с энергоснабжающей организацией.

Вследствие непрерывности процесса производства, передачи и потребления энергии *тарифы* на нее устанавливаются как *франко-потребитель*.

Факторы, влияющие на формирование тарифов:

– на *стадии производства* – структура генерирующих мощностей, тип генерирующих установок, вид топлива, износ оборудования, тип аппаратов и т. д.;

– на *стадии передачи* – состояние, структура сетей, уровень напряжения;

– на *стадии потребления* – режим потребления.

8.4. Система тарифов на энергию и их совершенствование

Электрическая энергия в соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 25 ноября 1992 г. № 709 «О единых тарифах на электрическую энергию» отпускается в республике по государственно регулируемым *единым по республике* тарифам, дифференцированным по группам потребителей. По своей структуре тарифы на электрическую энергию подразделяются на: *одноставочные* и *двухставочные*.

Одноставочный тариф используется для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВА, электрифицированного городского и железнодорожного транспорта, бюджетных организаций, производственных нужд сельскохозяйственных потребителей, хозяйственных нужд энергосистемы, населения и других групп.

Плата за электрическую энергию по одноставочному тарифу определяется по формуле

$$\Pi_{\text{э}} = bW, \quad (8.4)$$

где W – потребленная электрическая энергия за расчетный период, кВт·ч; b – ставка тарифа, взимаемая за каждый кВт·ч электрической энергии, учтенной счетчиком, р./кВт·ч.

Преимуществом данного тарифа является простота расчета и применение простых приборов учета – счетчиков активной энергии. Но данный тариф экономически не стимулирует потребителя к уплотнению графика нагрузки. Недостатки одноставочного устраняются путем введения двухставочного тарифа.

Двухставочный тариф используется для предприятий с присоединенной мощностью 750 кВА и выше. Плата за электрическую энергию определяется по формуле

$$\Pi_{\text{э}} = aP_{\text{д(з)}} + bW, \quad (8.5)$$

где a – основная ставка двухставочного тарифа, взимаемая за каждый киловатт договорной (заявленной) мощности в месяц, р./кВт; b – дополнительная ставка, р./кВт·ч; W – потребленная энергия за расчетный период, кВт·ч.

Под заявленной мощностью понимают наибольшую активную получасовую мощность предприятия, потребляемую в часы максимума энергосистемы.

Данный тариф стимулирует потребителя к уплотнению графика нагрузки (увеличение $T_{\text{М}}$). При этом выигрывают и потребители и энергосистема.

Поскольку количество потребленной электроэнергии можно выразить как произведение максимума нагрузки на число часов его использования ($T_{\text{М}}$), то средняя стоимость 1 кВт·ч может быть определена по формуле

$$T_{\text{вср}} = \Pi_{\text{э}} / W = aP_{\text{д}} / W + b = a / T_{\text{М}} + b, \text{ р./кВт} \cdot \text{ч}. \quad (8.6)$$

Из формулы (8.6) следует, что средняя стоимость 1 кВт·ч при двухставочном тарифе снижается пропорционально возрастанию числа часов использования максимума нагрузки.

Для промышленных и приравненных к ним потребителей электрической энергии с присоединенной мощностью 750 кВА и выше, имеющих расчетную автоматизированную систему контроля и учета электрической энергии и мощности (АСКУЭ), с целью усиления экономической заинтересованности потребителей в выравнивании и уплотнении суточного графика нагрузки энергосистемы были введены двухставочно- дифференцированные по зонам суток тарифы на активную электрическую энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Плата за электрическую энергию в этом случае определяется по формуле

$$\Pi_{\text{э}} = ak_a \cdot P_{\text{ф}} + b(W_{\text{пик}} \cdot k_{\text{пик}} + W_{\text{п/п}} \cdot k_{\text{п/п}} + W_{\text{ноч}} \cdot k_{\text{ноч}}), \quad (8.7)$$

где $P_{\text{ф}}$ – фактическая максимальная активная мощность, потребляемая в часы максимума энергосистемы, кВт; k_a – понижающий коэффициент к основной ставке двухставочного тарифа (0,5); $W_{\text{пик}}$, $W_{\text{п/п}}$, $W_{\text{ноч}}$ – потребление электрической энергии в пиковой, полупиковой и ночной зонах. Их сумма должна равняться суммарному потреблению энергии за этот период:

$$W = W_{\text{пик}} + W_{\text{п/п}} + W_{\text{ноч}}; \quad (8.8)$$

$k_{\text{пик}}$, $k_{\text{п/п}}$, $k_{\text{ноч}}$ – тарифные коэффициенты к дополнительной ставке двухставочного тарифа за потребление энергии в пиковой, полупиковой и ночной зонах соответственно, $k_{\text{п/п}} = 1$;

$$k_{\text{ноч}} = 1 - \frac{a(1 - k_a)(4t_{\text{п}} - t_{\text{н}})}{bd_{\text{к}}(t_{\text{н}}^2 - t_{\text{п}}^2)}; \quad (8.9)$$

$$k_{\text{пик}} = 1 + \frac{a(1 - k_a)(4t_{\text{н}} - t_{\text{п}})}{bd_{\text{к}}(t_{\text{н}}^2 - t_{\text{п}}^2)}, \quad (8.10)$$

где $t_{\text{п}}$ – продолжительность пиковой зоны составляет 3 ч (с 8.00 до 11.00); $t_{\text{н}}$ – продолжительность ночного провала составляет 7 ч (с 23.00 до 6.00); остальное время суток относится к полупиковой зоне; $d_{\text{к}}$ – продолжительность календарного (расчетного) периода.

В отличие от электрической энергии *тарифы на тепловую энер-*

гию относятся к региональным тарифам. Они являются одноставочными, отпускаемыми по государственным регулируемым тарифам, дифференцированным по энергосистемам (областям), видам теплоносителя, параметрам, группам потребителей. Регулирование тарифов на тепловую энергию осуществляется облисполкомами и Минским горисполкомом в соответствии с действующим законодательством. Тарифы на тепловую энергию устанавливаются с учетом возврата конденсата. В случае невозврата конденсата потребитель оплачивает его исходя из затрат на ХВП. Данное требование является одним из путей энергосбережения.

Потребители электрической и тепловой энергии (кроме населения) оплачивают ее по тарифам декларации, проиндексированными в соответствии с постановлением Министерства экономики Республики Беларусь от 28.02.2011 г. № 24 с учетом изменений и дополнений к нему на изменение курса денежной единицы Республики Беларусь по отношению к доллару США на день оплаты платежного документа следующим образом:

– для электрической энергии

$$T_n = T_6(0,11 + 0,89K_n / K_6); \quad (8.11)$$

– для тепловой энергии

$$T_n = T_6 \cdot K_n / K_6, \quad (8.12)$$

где T_n и T_6 – тариф на энергию, установленный декларацией и проиндексированный на изменения курса белорусского рубля к доллару США на день оформления оплаты платежного документа соответственно; K_n , K_6 – значение курса денежной единицы Республики Беларусь к доллару США на день оплаты платежного документа и базовый на момент установления тарифов (указан в декларации).

В Республике Беларусь после распада СССР экономический кризис привел к резкому росту цен на энергоносители, в результате чего сложилась порочная практика перекрестного субсидирования. Его суть состоит в том, что промышленные предприятия при оплате за энергию вынуждены покрывать льготы, предоставляемые населению и сельскому хозяйству. Из табл. 8.1 видно, что тарифы на энергию для населения не покрывают ее себестоимости.

Таблица 8.1

**Процент возмещения средним тарифом на энергию
для населения себестоимости полезноотпущенной единицы энергии**

Электроэнергия			Теплоэнергия		
Средний тариф р./кВт·ч	Себестоимость р./кВт·ч	Процент возмещения, %	Средний тариф р./Гкал	Себестоимость р./Гкал	Процент возмещения, %
2006 г.					
88,3	95,5	92,5	29 143,90	41 535,60	70,2
2007 г.					
107,7	135,3	79,6	33 877,60	59 863,30	56,6
2008 г.					
130,2	159,1	81,8	34 551,20	70 595,40	48,9
2009 г.					
160,2	215,9	74,2	40 780,30	88 946,50	45,8
2010 г.					
165,9	278,1	59,7	40 772,77	110 458,20	36,9
2011 г. (план)					
187,7	355,9	52,7	40 657,50	143 364,20	28,4

Такая практика имеет ряд негативных последствий: увеличение себестоимости и рост цен; снижение конкурентоспособности белорусских товаров на внешнем рынке; льготные тарифы не способствуют рациональному использованию энергии населением.

Одними из важнейших направлений совершенствования тарифной политики являются дифференциация тарифов путем введения многоставочных тарифов и уход от перекрестного субсидирования.

9. Инвестиции и экономическое обоснование инвестиционных проектов

9.1. Основные понятия инвестиций и инвестиционной деятельности

Под *инвестициями* понимают вложения капитала в любом виде в объекты предпринимательской и других видов деятельности с целью получения прибыли (дохода) и (или) социального эффекта.

Классификация инвестиций их характеристика и содержание представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Классификация инвестиций

Виды инвестиций	Содержание
<i>По сроку действия:</i>	
Долгосрочные	Вложение капитала на длительный срок с целью получения постоянного дохода в будущем в виде прибыли, дивиденда, процента
Краткосрочные	Вложение излишка денежных средств в ценные бумаги (ЦБ): срочные депозиты, краткосрочные государственные облигации (КГО). Эта операция выгодна в период действия высоких процентов
<i>По объекту инвестирования и составу:</i>	
Материальные (реальные)	Капитальные вложения в производство (основные фонды и оборотные средства), его развитие и модернизацию. Приобретение сокровищ
Финансовые (номинальные или денежные)	Вложение капитала в: – ценные бумаги (акции, облигации); – долю в другие предприятия
Нематериальные	Инвестиции в общие условия воспроизводства: – в рынки(рекламу, торговую марку); – в инновации(новые разработки); – в квалификацию персонала; – имущественные права; – в социальные мероприятия

Виды инвестиций	Содержание
<i>По субъекту инвестиционной деятельности:</i>	
Государственные	Инвестор – государство
Частные	Инвестором могут быть любые отечественные и иностранные юридические и физические лица (предприятия, коммерческие банки, фонды и граждане)
<i>По месту вложения капитала:</i>	
Внутренние	Вложение капитала внутри предприятия, страны
Внешние (иностраные)	Вложение капитала вне предприятия (страны происхождения). Процесс реализации инвестиций вне страны (вывоз капитала)
<i>По источникам финансирования</i>	
Собственные	Прибыль, амортизация, прочие депозиты
Привлеченные	а) внутренние (эмиссия акций, дивиденды акционеров, направляемые на развитие и др.); б) внешние (эмиссия ЦБ, средства частных и иностранных инвесторов, спонсоров и др.)
Государственные	Бюджетные ассигнования, правительственные займы
Заемные	Кредиты банка
<i>По способу вложения и силе влияния:</i>	
Прямые	Непосредственное вложение капитала в объект путем паевого взноса в уставный фонд, инвестиционного взноса, покупки акций, которое обеспечивает владение предприятиями (промышленными, торговыми, банковскими) или контроль над их деятельностью
Косвенные	Инвестирование через посредников: инвестиционные фонды и компании (см. схему на рис. 2.4)

Инвестиционная деятельность предприятия (ИД) – процесс формирования инвестиционных ресурсов и реализации инвестиционных проектов (ИП). Цель инвестиционной деятельности – эффективное вложение капитала с целью получения дохода в форме прибыли.

Инвестиционная деятельность Республики Беларусь регулируется Инвестиционным кодексом.

Инвестиционный цикл – период времени между началом планирования инвестиций и полным освоением проектных показателей включает следующие стадии: *прединвестиционную* – разработка идеи, анализ проблемы, разработка концепции инвестиций; *инвестиционную* – разработка документации инвестиционного проекта, проведение тендеров, закупка материальных ценностей, строительные и пуско-наладочные работы, опытная и промышленная эксплуатация

созданного объекта инвестиций; *эксплуатационную* – использование объекта инвестиций; *ликвидационную* – демонтаж и утилизация объекта инвестиций.

Инвестиционный проект – это комплексный план создания или модернизации производства в целях получения экономической выгоды.

Основные стадии инвестиционного цикла представлены на рис. 9.1.

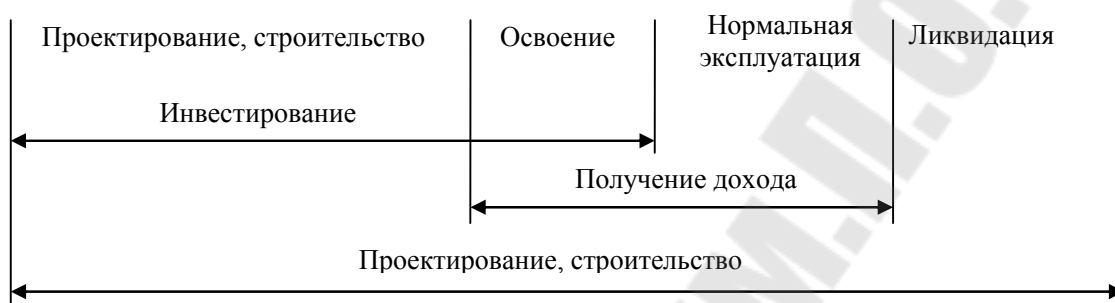


Рис. 9.1. Схема стадий инвестиционного проекта

9.2. Условия энергетической и экономической сопоставимости вариантов

Выбор эффективного направления вложения инвестиций предполагает предварительное формирование списка альтернативных вариантов (проектов), позволяющих решить одну и ту же задачу. Любая инженерная задача предполагает многовариантность решения. В энергетической отрасли благодаря взаимозаменяемости энергоресурсов всегда имеются возможности по-разному решать проблемы энергоснабжения. Каждый вариант решения – это вариант инвестиционного проекта.

Например, возрастающий спрос на электрическую и тепловую энергию в районе может быть обеспечен:

- увеличением (если позволяют технические условия) загрузки действующего оборудования на электростанциях и в котельных;
- реализацией программ энергосбережения у потребителей;
- строительством новой ТЭЦ;
- строительством новой КЭС и котельных;
- покупкой электрической мощности и электроэнергии у энергосистемы (или на оптовом рынке) и покупкой тепловой энергии у независимых производителей и т. д.

Безусловно, варианты могут отличаться по мощности и выработке энергии, так как число и единичная мощность агрегатов выражаются целыми числами.

Сравнение вариантов можно проводить только при условии их энергетической и экономической сопоставимости.

Энергетическая сопоставимость заключается в том, что от взаимозаменяемых вариантов потребители должны получать равное количество полезной продукции одинакового ассортимента, заданного качества, с одинаковой надежностью электро- и теплоснабжения при равном воздействии на окружающую среду.

- В энергетике для выполнения требования *одинакового ассортимента* при обосновании эффективности вложения инвестиций в ТЭЦ (комбинированное производство электрической и тепловой энергии) в качестве альтернативных вариантов со схемой отдельного энергоснабжения могут быть рассмотрены: котельная и КЭС; котельная и дополнительные затраты на покупку недостающего вида продукции (электроэнергии) на стороне.

- *Сопоставимость* вариантов по тепловой и электрической мощности и энергии предполагает, что от взаимозаменяемых вариантов генерирующих установок потребители получают одинаковую полезную мощность и количество энергии.

- Качественные показатели электроэнергии (напряжение и частота переменного тока) и тепловой энергии (давление и температура теплоносителя) должны соответствовать стандартам и договорным условиям на поставку энергии, отклонения от которых допускаются в очень узком диапазоне.

- *Сопоставимость* вариантов по надежности энергоснабжения потребителей электрической энергии обеспечивается созданием резервных генерирующих мощностей, по тепловой – созданием резервных теплогенерирующих установок и тепловых аккумуляторов.

- Приведение вариантов в сопоставимый вид по степени их вредного воздействия на окружающую среду осуществляется в первую очередь тем, что в число альтернативных включаются варианты, для которых объем загрязняющих выбросов и сбросов в окружающую среду не превышает предельно допустимые выбросы (ПДВ) и сбросы (ПДС) при обязательном учете в издержках на производство продукции экологических платежей в пределах нормативных выбросов и сбросов. В случае превышения ПДВ и ПДС необходим учет платы за сверхнормативное загрязнение окружающей среды.

• В альтернативных вариантах должны быть реализованы современные достижения научно-технического прогресса.

Экономическая сопоставимость вариантов обеспечивается расчетом экономических показателей в сопоставимых ценах.

9.3. Экономическая оценка инвестиционных проектов

Реализация инвестиционного проекта требует затрат и предполагает получение результата.

Алгоритм экономической оценки включает в себя 3 этапа:

1. Определение всех затрат: первоначальных ($K_{вл}$) и текущих издержек (И).

2. Оценка результатов: прибыли (П) либо экономии текущих затрат (ΔИ) и рисков.

3. Оценка эффективности затрат предлагаемого инвестиционного проекта.

Эффективность инвестиций характеризует экономическую целесообразность реализации проекта и определяется сопоставлением в денежном выражении получаемого результата (эффекта) с затратами.

В теории и практике оценки эффективности инвестиций с точки зрения используемых критериальных показателей разработаны и применяются два методических подхода: затратный и доходный.

Затратный подход к оценке эффективности инвестиций (минимум приведенных затрат) применялся в отечественной практике в доперестроечный период. В условиях рынка, когда основным мотивом функционирования и развития предприятия является получение дохода, перешли на использование методов, в основе которых лежит *оценка доходности* проектов.

В мировой практике для экономической оценки инвестиционных проектов используются рекомендации Всемирного банка и методика ЮНИДО. Методологической основой разработки этих рекомендаций является моделирование денежных потоков, генерируемых проектом.

Методы оценки эффективности инвестиций в зависимости от учета фактора времени, используемые в условиях рынка, можно подразделить на две группы:

– динамические методы, учитывающие фактор времени на основе дисконтирования затрат и результатов;

– статические методы, т. е. не учитывающие фактор времени.

Существует множество критериев для экономической оценки. Ни один из них не является предпочтительнее другого, каждый имеет свои сильные и слабые стороны.

Окончательное решение по инвестиционным проектам принимается на основе последовательного отбора по результатам экономической оценки по целому ряду показателей, исходя из финансовой стратегии, целей предприятия и его реальных возможностей (рис. 9.2).

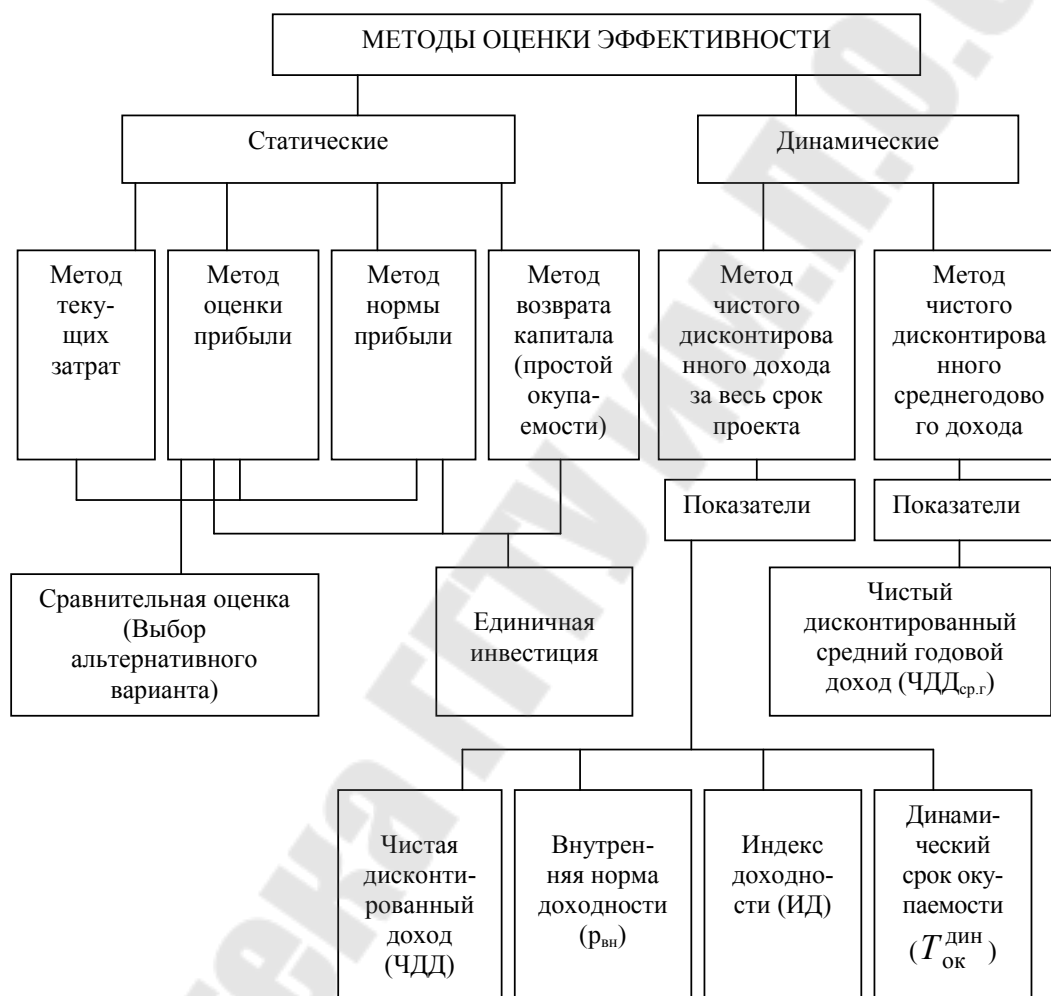


Рис. 9.2. Методы экономической оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях рыночной экономики

9.4. Статические методы оценки эффективности инвестиционных проектов

Статические методы оценки эффективности инвестиций, как правило, используются на стадии предварительного отбора инвестиционных проектов, либо для оценки недорогих проектов, капитал-

ные затраты в которые вкладываются в течение одного года, или проекты с коротким жизненным циклом (3–5 лет). Расчеты ведутся, как правило, по средним за инвестиционный период экономическим показателям, так как их можно легко и сравнительно точно определить.

При оценке эффективности ИП в энергетике наибольшее распространение получили методы простого срока окупаемости и приведенных затрат.

Метод оценки эффективности инвестиций по сроку окупаемости. Срок окупаемости характеризует период времени, за который инвестированный капитал возвращается (окупается) за счет чистой прибыли (экономии текущих затрат):

$$T_{\text{ок}} = K/P (\Delta И). \quad (9.1)$$

В условиях рынка для срока окупаемости не существует единого жестко заданного нормативного значения. Любая прибыль рано или поздно окупит инвестиции, вопрос лишь в том, устраивает ли инвестора этот срок окупаемости.

Проект признается эффективным, если срок окупаемости инвестиций меньше или равен заранее обусловленному сроку, определенному инвестором на основе прошлого опыта осуществления аналогичных проектов.

Основное достоинство этого метода – простота расчета, а недостаток – отсутствие учета доходов проекта за пределами срока его окупаемости.

Метод сравнительной оценки эффективности инвестиций по приведенным затратам (ПЗ), которые представляют сумму текущих затрат и приведенных капитальных вложений по проекту.

$$ПЗ = И + pK \rightarrow \min, \quad (9.2)$$

где И – годовые текущие затраты, р./г.; К – капиталовложения по варианту инвестиционного проекта, р.; p – коэффициент приведения капитальных вложений, в качестве которого выступает цена инвестируемого капитала, например, ставка банковского процента в долях единицы.

Лучшим является проект, у которого приведенные затраты минимальны. Данный метод применяется при оценке инвестиционных проектов, направленных на замену оборудования, совершенствование технологий.

9.5. Динамические методы оценки эффективности инвестиций

Динамические методы в отличие от статических учитывают фактор времени, стоимость капитала, альтернативный подход и базируются на методе анализа реального потока (P_t) платежей, под которыми понимают разность между притоком (Π_t) и оттоком (O_t) денежных средств на каждом шагу расчета (t) в пределах расчетного периода.

Таким образом, *поток платежей (cash flow)* – это разнесенные во времени расходы и доходы, связанные с реализацией инвестиционного проекта.

Приток реальных денег включает выручку от реализации продукции, излишних или ликвидируемых основных средств, субсидии, льготы по налогообложению и другие выплаты.

Отток реальных денег включает инвестиции, вкладываемые в создание материальных и нематериальных основных фондов, текущие затраты на производство и реализацию продукции (*без амортизации*), все виды налогов и отчислений, расходы на выплату дивидендов по акциям и т. д.

В общем случае при расчетном шаге, равном 1 году, элемент потока реальных денег в год « t » формируется следующим образом:

$$P_t = V_t - I'_t - N_t - K_t + L_t, \quad (9.3)$$

где V_t – выручка от реализации продукции (товаров, услуг) и другие поступления денежных средств (например, стоимость сэкономленных ТЭР), характерные для данного инвестиционного проекта в год « t » расчетного периода; I'_t – текущие затраты на производство и реализацию продукции (товаров, услуг) без учета амортизационных отчислений в год « t »; N_t – налоги и сборы, не учитываемые в текущих затратах, взимаемые в год « t » в рамках данного инвестиционного проекта в соответствии с налоговым законодательством; K_t – инвестиции (или капитальные вложения) в год « t »; L_t – ликвидационная стоимость основных средств в год « t », равная разности между доходом, полученным от реализации ликвидируемого объекта и затратами на его ликвидацию.

При расчете оттока денежных средств в составе текущих затрат амортизационные отчисления не учитываются, так как они остаются у владельцев основных средств, накапливаются и увеличивают приток реальных денег.

Под *расчетным периодом* понимают период времени от вложения денег в проект на предпроектной стадии до момента окончания существования объекта. Его продолжительность определяется следующими факторами: продолжительностью периодов проектирования, создания, эксплуатации и ликвидации объекта; средневзвешенным нормативным сроком службы основного оборудования; требованиями инвестора. Расчетный период измеряется количеством шагов расчета, которыми могут быть месяц, квартал, год.

Энергетические объекты имеют длительные расчетные периоды около 30–40 лет, так как в среднем период проектирования крупных тепловых электростанций составляет не менее 3–5, период строительства 5–6, нормативный период эксплуатации ТЭС–30 лет.

Инвестиции в проект вкладываются в течение периода проектирования и строительства объекта. Поэтому, если эксплуатация объекта начинается по завершении его строительства в целом, расчетный период составляет

$$T = T_{\text{пр}} + T_{\text{стр}} + T_{\text{экспл}} \quad (9.4)$$

В энергетике для ускорения отдачи от инвестиций электростанции и котельные пускаются в эксплуатацию очередями (блоками), т.е. параллельно процессу эксплуатации уже построенных агрегатов идет строительство последующих. Для данной ситуации расчетный период показан на рис. 9.3.



Рис. 9.3. Расчетный период при вводе объекта в эксплуатацию очередями

Дисконтирование в экономике (в широком смысле) – процесс приведения разновременных затрат (доходов) к одному моменту времени. Используемая при этом ставка дисконтирования (p) выбирается исходя из конкретных источников инвестирования капитала.

В случае вложения в проект смешанного капитала норма дисконта определяется как средневзвешенная величина, рассчитанная с учетом структуры капитала:

$$p_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n p_i \alpha_i, \quad (9.5)$$

где n – виды капитала (собственный, заемный, акционерный и пр.); p_i – цена i -го вида капитала; α_i – доля i -го вида капитала в общем капитале, инвестируемом в проект.

На практике норма дисконта устанавливается больше цены капитала в результате инфляции и разной степени риска инвестирования проектов, т. е.

$$p = p_{\text{ср}} + i + c, \quad (9.6)$$

где $p_{\text{ср}}$ – средневзвешенная цена капитала без учета инфляции и риска; i – темп инфляции; c – рискованная премия, зависящая от степени риска инвестирования (чем рискованнее вложение инвестиций в проект, тем больше должна быть рискованная премия).

Дисконтирование возможно к любому году расчетного периода, наиболее часто оно осуществляется к началу или к концу расчетного периода.

Для упрощения процедуры формирования показателя степени при коэффициенте дисконтирования отсчет лет целесообразно начинать не с первого, а с нулевого года расчетного периода.

Использование динамических методов возможно как в случае единичных так и альтернативных инвестиций.

Для принятия решения об инвестировании проекта только одного показателя недостаточно. Необходимо использовать несколько (целую систему) показателей. Выбор показателей и критериев отбора осуществляет инвестор, исходя из своих целей и возможностей.

Метод чистого дисконтированного дохода. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется как сумма дисконтированной разности между притоками и оттоками реальных денег по проекту за весь расчетный период.

Чистый дисконтированный доход – это интегральный показатель эффективности инвестиций, который характеризует цену ожидаемого эффекта за весь срок реализации проекта с позиции сегодняшнего дня. Другими словами, ЧДД – это прибыль, полученная за весь срок реализации проекта, дисконтированная к началу расчетного периода и определяемая как превышение интегральных результатов над интегральными затратами:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (P_t d_t - K_t d_t), \quad (9.7)$$

где T – инвестиционный период – время от начала вложения инвестиций до окончания эксплуатации объекта; t – года реализации проекта; K_t – капитальные вложения в году t ; d_t – дисконтный множитель года t ; P_t – чистый поток реальных денег в году t (финансовый результат эксплуатации инвестиционного проекта);

$$d_t = (1 + p)^{-t}. \quad (9.8)$$

Если $\text{ЧДД} > 0$, доходность инвестиций выше нормы дисконта; дисконтированный приток больше дисконтированного оттока реальных денег за весь расчетный период, а значит, вложение инвестиций в данный проект экономически эффективно.

При $\text{ЧДД} < 0$ вложение инвестиций в данный проект экономически неэффективно.

При сравнении альтернативных проектов наиболее экономичным считается проект с максимальным значением ЧДД.

Динамический срок окупаемости – часть инвестиционного периода, в течение которого вложенный капитал окупается за счет притока реальных денег и вместе с этим инвестор получит доход в размере процентной ставки. Динамический срок окупаемости ($T_{\text{ок}}^{\text{дин}}$) определяется из выражения (9.9) при условии, что $\text{ЧДД} = 0$ и все инвестиции сделаны на момент окончания строительства:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T P_t (1 + p)^{-t} - K_{\text{вл}} = 0. \quad (9.9)$$

Определение динамического срока окупаемости осуществляется следующим образом: рассчитывается ЧДД с последовательным суммированием по годам с учетом знаков до тех пор, пока его интегральная величина не поменяет знак с «минуса» на «плюс». Если $\text{ЧДД}_t < 0$, а $\text{ЧДД}_{(t+1)} > 0$, значит, срок окупаемости находится в диапазоне $t < T_{\text{ок}}^{\text{дин}} < (t + 1)$.

Для уточнения срока окупаемости пользуются линейной интерполяцией:

$$T_{\text{ок}}^{\text{дин}} = t - \text{ЧДД}_t / (\text{ЧДД}_{(t+1)} - \text{ЧДД}_t). \quad (9.10)$$

Динамический срок окупаемости может быть определен графическим путем. Для этого по оси «х» откладываются годы, а по оси «у» – ЧДД. Сроку окупаемости соответствует точка, в которой ЧДД = 0, т. е. дисконтированный приток реальных денег равен дисконтированному оттоку. Эта точка определяется пересечением зависимости ЧДД = $f(t)$ с осью «х». Для определения срока окупаемости графическим путем достаточно двух соседних значений ЧДД со знаками «минус» и «плюс».

Расчетный срок окупаемости сравнивается с периодом времени, удовлетворяющим инвестора, после чего принимается решение об инвестировании проекта. Если расчетный срок окупаемости меньше срока, приемлемого для инвестора, т. е. $T_{\text{ок}}^{\text{дин}} < T_{\text{ок}}^{\text{инв}}$, вложение инвестиций в проект эффективно; если $T_{\text{ок}}^{\text{дин}} > T_{\text{ок}}^{\text{инв}}$, то нецелесообразно.

При сравнении альтернативных проектов отбирается проект с меньшим сроком окупаемости или проект, укладывающийся в допустимый для инвестора срок окупаемости.

Индекс доходности инвестиций (индекс прибыльности), характеризующий отношение дисконтированного притока реальных денег к дисконтированному оттоку (или отношение суммы приведенных финансовых результатов к величине приведенных капиталовложений),

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_t \cdot d_t}{\sum_{t=0}^T O_t \cdot d_t} = \frac{\sum_{t=0}^T P_t \cdot d_t}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot d_t}. \quad (9.11)$$

Этот показатель тесно связан с ЧДД: если ЧДД положителен, то ИД > 1 – вложение инвестиций в проект эффективно; если ЧДД отрицателен, то ИД < 1 – и инвестиции в проект не эффективны.

Индекс доходности используется для ранжирования проектов по уровню эффективности, когда налицо жесткий дефицит инвестиций. В первую очередь инвестиции вкладываются в проекты с большим индексом доходности.

Внутренняя норма доходности ($r_{\text{вн}}$) – это та ставка дисконтирования, при которой приведенный чистый доход равен приведенным инвестиционным расходам, т. е. когда ЧДД равна нулю, определяется из выражения

$$\sum_{t=0}^T [P_t (1 + r_{\text{вн}})^{-t} - K_t (1 + r_{\text{вн}})^{-t}] = 0. \quad (9.12)$$

Если ЧДД дает ответ на вопрос, является ли проект эффективным или нет при некоторой заданной норме дисконта, то внутренняя

норма доходности определяется в процессе расчета и затем сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал.

Внутренняя норма доходности отражает низший допустимый уровень доходности инвестиций, при котором они покрываются за счет чистого дохода от реализации проекта.

Расчет внутренней нормы доходности основывается на методе итеративного приближения:

1. Выбирается первая ставка дисконта и определяется соответствующее ей значение ЧДД₁.

2. При следующей итерации второе значение ставки выбирается из условия:

а) если ЧДД₁ > 0, то $p_2 > p_1$;

б) если ЧДД₁ < 0, то $p_2 < p_1$.

3. Определяется ЧДД₂, соответствующий p_2 .

Итеративные расчеты с выбором нормы дисконта продолжаются до тех пор, пока значение ЧДД не поменяет знак. В диапазоне двух последних значений нормы дисконта находится $p_{\text{вн}}$, определяемая по формуле (9.13) или графически:

$$p_{\text{вн}} = p_1 - \frac{\text{ЧДД}_1(p_2 - p_1)}{\text{ЧДД}_2 - \text{ЧДД}_1}. \quad (9.13)$$

Для уточнения $p_{\text{вн}}$ интервал между p_1 и p_2 следует сокращать. Для большей достоверности результата при определении $p_{\text{вн}}$ рекомендуется стремиться, чтобы p_1 и p_2 отличались не более чем на один или два процентных пункта.

Расчитанное значение $p_{\text{вн}}$ сравнивается с альтернативной стоимостью капитала, например с процентом по кредиту p . Если $p_{\text{вн}} > p$, то это значит, что при реализации проекта доход на 1 р. инвестиций больше процента за кредит, что обеспечивает эффективность проекта. Если $p_{\text{вн}} < p$, то доходность проекта недостаточна для возмещения кредита, что делает проект неэффективным. Чем выше данный показатель по сравнению со стоимостью капитала, тем экономически привлекательнее выглядит проект.

Использование $p_{\text{вн}}$ в качестве критерия эффективности инвестиций целесообразно при высокой неопределенности цены капитала, т. е. при слабой прогнозируемости или непредсказуемости банковских процентных ставок, а также при выборе источника инвестиций.

Данный показатель дополняет вышеуказанный критерий ЧДД при оценке эффективности проекта.

Литература

1. Об энергосбережении : Закон Респ. Беларусь // Энергоэффективность. – 1998. – № 7. – С. 2–5.
2. Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 9 авг. 2010 г., № 1180 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2010. – № 198.
3. Инструкция по определению сметной стоимости строительства и составлению сметной документации : утв. М-вом архитектуры и стр-ва Респ. Беларусь, 03.12.2007 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2008. – № 17.
4. Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса : учебник / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – 2-е изд. – М. : Высш. шк., 2003. – 416 с.
5. Экономика и управление энергетическими предприятиями : учеб. пособие / под ред. Н. Н. Кожевникова. – М. : Академия, 2004. – 432 с.
6. Экономика энергетики : учеб. пособие для вузов / Н. Д. Рогалев [и др.] ; под ред. Н. Д. Рогалева. – М. : Изд-во МЭИ, 2005. – 288 с.
7. Соколов, Е. А. Теплофикация и тепловые сети / Е. А. Соколов. – М. : Изд-во МЭИ, 2001. – 472 с.
8. Головачев, А. С. Экономика предприятия : учеб. пособие / А. С. Головачев. – Минск : Выш. шк., 2008. – 447 с.
9. Бабук, И. М. Экономика предприятия : учеб. пособие / И. М. Бабук. – Минск : ИВЦ Минфина, 2006. – 327 с.
10. Сергеев, И. В. Экономика организаций (предприятий) / И. В. Сергеев, И. И. Веретенникова. – М. : КНОРУС, 2009.
11. Полозова, О. А. Экономика и организация производства : метод. указания по выполнению организац.-экон. разд. диплом. проекта для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» днев. и заоч. форм обучения / О. А. Полозова, Г. А. Прокопчик. – 2009. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>.
12. Полозова, О. А. Экономика энергетики : практикум для студентов днев. и заоч. форм обучения / О. А. Полозова, Г. А. Прокопчик. – 2009. – Режим доступа: <http://alis.gstu.by/StartEK/>.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ЭНЕРГЕТИКА И ТЭК В СИСТЕМЕ НАЦИОНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА	4
1.1. Энергетика – ведущая отрасль промышленности. Особенности энергетического производства	4
1.2. Топливо-энергетический комплекс Республики Беларусь	6
1.3. Основные направления энергетической политики Республики Беларусь на период до 2020 г.	8
2. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ	10
2.1. Классификация энергетических ресурсов и направления их использования.....	10
2.2. Учет и соизмерение энергетических ресурсов.	12
2.3. Вторичные энергетические ресурсы, источники их получения и направления использования	14
2.4. Характеристика энергетических ресурсов Республике Беларусь	16
3. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ	24
3.1. Экономическая сущность, состав и структура основных средств энергопредприятий.....	24
3.2. Виды учета и стоимостных оценок основных средств	28
3.3. Износ и амортизация основных средств.....	31
3.4. Производственные мощности энергопредприятий и промышленной энергетики	33
3.5. Показатели эффективности использования основных средств и энергетического оборудования	35
4. ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ.....	38
4.1. Классификация и структура оборотных средств	38
4.2. Нормирование оборотных средств	42
4.3. Показатели и пути повышения эффективности использования оборотных средств	43
5. КАПИТАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО И ПРОЕКТИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ	46
5.1. Назначение, виды, источники финансирования и способы капитального строительства	46
5.2. Организация проектирования в энергетике	48
5.3. Капитальные вложения: классификация и структура	49

5.4. Сметная стоимость строительства	51
5.5. Укрупненные методы расчета и повышение эффективности использования капитальных вложений	54
6. КАДРЫ, ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ И ОПЛАТА ТРУДА.....	57
6.1. Состав и структура промышленно-производственного персонала.....	57
6.2. Производительность труда. Показатели и методы расчета	60
6.3. Сущность заработной платы, ее функции и виды	61
6.4. Формы и системы оплаты труда	63
7. ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА И СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ.....	71
7.1. Понятие и классификация издержек производства.....	71
7.2. Себестоимость продукции и особенности ее формирования в энергетике.....	74
7.3. Калькуляция себестоимости энергии	77
7.4. Калькуляция себестоимости энергии на ТЭЦ.....	80
7.5. Себестоимость транспорта пара и горячей воды.....	84
7.6. Пути снижения себестоимости продукции в энергетике.....	85
8. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ	88
8.1. Понятия цены и ее функции	88
8.2. Виды цен на продукцию	89
8.3. Тарифы на энергию, принципы и особенности их формирования.....	91
8.4. Система тарифов на энергию и их совершенствование.....	92
9. ИНВЕСТИЦИИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ	97
9.1. Основные понятия инвестиций и инвестиционной деятельности	97
9.2. Условия энергетической и экономической сопоставимости вариантов	99
9.3. Экономическая оценка инвестиционных проектов.....	101
9.4. Статические методы оценки эффективности инвестиционных проектов.....	102
9.5. Динамические методы оценки эффективности инвестиций	104
Литература	110

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Полозова Ольга Александровна
Прокопчик Галина Алексеевна**

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

**Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов энергетических специальностей
дневной и заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Редактор *А. Д. Федорова*
Компьютерная верстка *Е. Б. Яцук*

Подписано в печать 05.06.12.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Ризография. Усл. печ. л. 6,74. Уч.-изд. л. 6,95.
Изд. № 81.
<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».
ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48