

Владимирский государственный университет

А. Н. СТАРИКОВ

**ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
СИСТЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИКРОКЛИМАТА**

Учебное пособие



Владимир 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»

А. Н. СТАРИКОВ

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
СИСТЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИКРОКЛИМАТА

Учебное пособие

Электронное издание



Владимир 2021

ISBN 978-5-9984-1258-5

© ВлГУ, 2021

© Стариков А. Н., 2021

УДК 628.8
ББК 38.762

Рецензенты:

Доктор химических наук, доцент
профессор кафедры химии, директор Института биологии и экологии
Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
Н. Н. Смирнова

Кандидат технических наук
генеральный директор ООО «Рарок»
А. В. Власов

Стариков, А. Н. Экономическое обоснование технологических решений систем обеспечения микроклимата [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Стариков ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2021. – 232 с. – ISBN 978-5-9984-1258-5. – Электрон. дан. (5,45 Мб). – 1 электрон. опт. диск (DVD-ROM). – Систем. требования: Intel от 1,3 ГГц ; Windows XP/7/8/10 ; Adobe Reader ; дисковод DVD-ROM. – Загл. с титул. экрана.

Содержит теоретический материал по дисциплине «Экономическое обоснование технологических систем обеспечения микроклимата». Изложены основные сведения, касающиеся экономической составляющей установок обеспечения жизнедеятельности, функционирования и микроклимата здания и отдельных помещений.

Предназначено для студентов направления подготовки 08.04.01 – Системы обеспечения микроклимата зданий и сооружений.

Рекомендовано для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС ВО.

Табл. 63. Ил. 31. Библиогр.: 26 назв.

ISBN 978-5-9984-1258-5

© ВлГУ, 2021
© Стариков А. Н., 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
Глава 1. ТЕРМИНОЛОГИЯ. ОЦЕНКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	12
1.1. Терминология, основные понятия и определения	12
1.2. Перспективы развития возобновляемой энергетики	19
1.3. Оценка мировых запасов топливно-энергетических ресурсов	22
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	28
Глава 2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ И ПРОБЛЕМЫ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	30
2.1. Топливо-энергетический комплекс России в начале XXI века	30
2.2. Ресурсная база ТЭК	32
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	38
Глава 3. ОСНОВНЫЕ ФОНДЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	39
3.1. Основные производственные фонды возобновляемой энергетики	39
3.2. Оценка капитальных вложений в установки нетрадиционной и возобновляемой энергетики	41
3.3. Амортизация производственных фондов	50
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	54
Глава 4. ОБОРОТНЫЕ ФОНДЫ И СРЕДСТВА ОБРАЩЕНИЯ	55
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	57
Глава 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УСТАНОВОК НЕТРАДИЦИОННОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	58
5.1. Ветровые электростанции	58
5.2. Гидроэлектростанции	64

5.2.1. Модель оценки капитальных вложений в строительство гидроэлектростанций	64
5.2.2. Малые гидроэлектростанции	65
5.3. Солнечные электростанции	69
5.3.1. Экономические характеристики солнечных коллекторов	69
5.3.2. Солнечные тепловые электростанции	71
5.4. Экономические аспекты использования биомассы.....	79
5.5. Экономические аспекты использования энергии океана ..	93
5.6. Электрические сети.....	95
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	98
Глава 6. ПОКАЗАТЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВОК НЕТРАДИЦИОННОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	99
6.1. Показатели использования производственных фондов и мощностей.....	99
6.2. Классификация производственных затрат	102
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	109
Глава 7. ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОЦЕНОК	110
7.1. Классификация методов экономических оценок	111
7.2. Метод сравнительного срока окупаемости	114
7.3. Метод коэффициента экономической эффективности	116
7.4. Метод приведенных затрат	118
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	119
Глава 8. ОСНОВНЫЕ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВОК ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	120
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	127
Глава 9. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С УСТАНОВКАМИ НВИЭ	128
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	136
Глава 10. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ	137
10.1. Дисконтирование	137

10.2. Технический и экономический сроки службы	144
10.3. Методы оценки эффективности инвестиционного проекта.....	148
10.4. Метод чистой существующей стоимости.....	148
10.5. Метод коэффициента чистой существующей стоимости	150
10.6. Метод средней нормы прибыли на инвестиции	151
10.7. Метод срока возврата инвестиций	151
10.8. Метод времени выплат	152
10.9. Метод внутренней нормы доходности	152
10.10. Пример расчета.....	153
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	155
Глава 11. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ С ПОЗИЦИЙ ЧАСТНОГО ИНВЕСТОРА	156
11.1. Инвестиционный проект и фазы его реализации	156
11.2. Показатели и виды эффективности инвестиционного проекта.....	157
11.3. Информация о макроэкономической среде.....	161
11.4. Методические рекомендации по оценке показателей экономической эффективности проекта	163
11.5. Особенности оценки эффективности проекта с учетом факторов риска и неопределенности.....	167
<i>Вопросы для самоконтроля</i>	172
Глава 12. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	173
12.1. Котельная на древесном топливе	173
12.2. Малая гидроэлектростанция	182
12.3. Гидроаккумулирующая электростанция	205
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	224
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	226
ПРИЛОЖЕНИЯ	229

ВВЕДЕНИЕ

Направление подготовки «Системы обеспечения микроклимата зданий и сооружений» опирается на системное изучение базовых дисциплин, формирующих у обучающихся компетентность и комплексное понимание сферы его деятельности в энергетике. Важное место в этой системе занимает курс «Системы обеспечения микроклимата зданий и сооружений». Образовательная программа и учебный план сформированы с учетом требований времени, использованием современных информационных технологий и принципов междисциплинарного обучения. Эти элементы характерны также для образовательных программ ведущих университетов Европы, объединяющих в одном курсе обучения инженерные и информационные технологии, а также экономическое образование.

В настоящее время для успешной работы выпускников в различных компаниях очень важны современные экономические знания, создающие основу, на которой возможно быстрое дальнейшее развитие.

Область профессиональной деятельности специалиста в системах микроклимата определяет объекты профессиональной деятельности выпускника, к которым относятся: жилые и производственные здания и сооружения; системы обеспечения микроклимата (холодоснабжение, вентиляция, отопление)

История экономики энергетике началась практически в начале XX века трудами известного ученого Г. М. Кржижановского, сформулировавшего основные понятия об энергетике как о единой, неразрывной «энергетической цепочке» от природного энергетического ресурса до конечного потребления топлива и энергии. В дальнейшем эти идеи были развиты в трудах ученых политехнической школы: Д.С. Щавелева, Ю.С. Васильева, В.Р. Огорокова, П.П. Долгова, М.П. Федорова, Т.В. Лисочкиной и других. Такой комплексный подход определяет основные положения и особенности экономики энергетике. Это понимание авторы постарались сохранить и в данном учебном пособии.

Любая установка нетрадиционных и возобновляемых источников энергии – это энергетическое предприятие, представляющее имущественное обособленную производственно-хозяйственную единицу, включающую материальные и людские ресурсы и организованную для производства энергии. Предприятие рассматривается как определен-

ный имущественный комплекс, включающий материальные и нематериальные элементы и являющийся объектом права (юридическим лицом).

В состав материально-денежных элементов предприятия, в сегодняшнем понимании этого производственного объекта, входят: помещения - производственные здания, административные помещения; товары - сырье, топливо; наличные денежные средства - кассовая наличность; права промышленной собственности - права на изобретения, промышленные образцы, товарные знаки, ноу-хау, фирменное наименование; приобретенные авторские, лицензионные, арендные и другие права; денежные требования и долги, включая полученные займы и кредиты. К нематериальным элементам относятся постоянные деловые связи, предложение на рынке, клиентура, приобретенная репутация, что объединяется понятием «гудвилл» («goodwill»).

Различные виды собственности определяют формы предприятий. Норма предприятия – система норм, определяющая отношения между партнерами по предприятию, с одной стороны, и отношения этого предприятия с другими предприятиями и физическими лицами – с другой.

Задачи удовлетворения потребностей населения и промышленности в электрической и тепловой энергии, особенно в районах, удаленных от централизованных энергетических сетей, приводит к необходимости развития **возобновляемой энергетики**, в том числе малой и нетрадиционной. Это также обусловлено необходимостью решения глобальных проблем обеспечения человечества энергией в будущем, связанных с ограниченностью запасов ископаемых видов топлива и требованиями обеспечения экологической и социальной безопасности. **Возобновляемая энергетика** - область хозяйства, науки и техники, охватывающая производство, передачу, преобразование, накопление и потребление электрической, тепловой и механической энергии, получаемой за счет использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ): Солнца, ветра, тепла Земли, биомассы, малых рек, морей и океанов, низкопотенциального тепла, а также новых возобновляемых источников энергии и новых альтернативных экологически чистых видов топлива.

На территории России сосредоточено 45%, мировых запасов природного газа, 13% – нефти, 23% – угля, 14% – урана. Такие запасы топливно-энергетических ресурсов могут обеспечить потребности страны

в тепловой и электрической энергии в течение сотен лет. Однако фактическое их использование обусловлено существенными трудностями и опасностями, не обеспечивает потребности ряда регионов в энергии, связано с безвозвратными потерями топливно-энергетических ресурсов, угрожает экологической катастрофой в регионах, добывающих или производящих топливно-энергетические ресурсы. Около 25 млн. человек проживают в районах автономного энергоснабжения или ненадежного централизованного энергоснабжения, занимающих более 70% территории России.

Экономический потенциал ВИЭ на территории России составляет по видам источников¹: энергия Солнца – 12,5/3 млн. т у.т.; энергия ветра – 10/11 млн. т у.т.; тепло Земли – 115/14 млн. т у.т.; энергия биомассы – 35/69 млн. т у.т.; энергия малых рек – 65/70 млн. т у.т.; энергия низкопотенциальных источников тепла – 31,5/53 млн. т у.т., всего – 270/320 млн. т у.т.

Эти источники по объему составляют примерно 30% от объема потребления топливно-энергетических ресурсов в России, что создает благоприятные перспективы решения энергетических проблем в будущем.

Особенностью современного состояния научно-технических разработок и практического использования ВИЭ является пока еще более высокая стоимость получаемой энергии (тепловой и электрической) по сравнению с энергией, получаемой на крупных традиционных электростанциях. Тем не менее, в России имеются обширные районы, где по экономическим, экологическим и социальным условиям целесообразно приоритетное развитие возобновляемой энергетики, в том числе малой и нетрадиционной. К ним относятся:

- зоны децентрализованного энергоснабжения с низкой плотностью населения в первую очередь районы Крайнего Севера и приравненные к ним территории;
- зоны централизованного энергоснабжения с большим дефицитом мощности и значительными материальными потерями из-за частых отключений потребителей энергии;
- города и места массового отдыха и лечения населения со сложной экологической обстановкой, что обусловлено вредными выбросами в атмосферу от промышленных и городских котельных, работающих на ископаемом топливе;

- зоны с проблемами обеспечения энергией индивидуального жилья, фермерских хозяйств, мест сезонной работы, садово-огородных участков.
- в числителе даны оценки 1994 г., а в знаменателе оценки 2006 г.

Проблема надежного энергообеспечения указанных выше районов успешно может быть решена в рамках единой энергетической стратегии. В настоящее время подготовлена и реализуется Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.

Главной целью Энергетической стратегии России является определение путей и формирование условий безопасного, эффективного и устойчивого функционирования энергетического сектора, а также формирование рациональной системы взаимоотношений субъектов ТЭК, потребителей и государства.

Высшим приоритетом Энергетической стратегии России на период до 2020 года является максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов и имеющегося научно-технического и экономического потенциала топливно-энергетического комплекса (ТЭК) для повышения качества жизни населения страны.

Достижение главной цели Энергетической стратегии требует решения ряда взаимосвязанных задач, включающих в себя:

- обеспечение взаимодействия энергетического сектора с экономикой страны и интересами российского общества в целом;
- обеспечение энергетической безопасности России;
- повышение эффективности использования энергии на основе энергосберегающих технологий и оптимизации структуры энергогенерирующих мощностей;
- определение направлений, масштабов и структуры развития ТЭК и его секторов;
- экономическую оценку и поддержку развития сырьевой энергетической базы страны;
- поддержку научно-технического и организационного потенциала ТЭК;
- повышение экономической эффективности инновационных преобразований в сферах энергопроизводства, энергопреобразования и энергоиспользования;

- использования энергетического фактора как экономико-политического инструмента межрегиональной интеграции внутри России и защиты ее геополитических интересов;
- формирование механизмов государственного воздействия на функционирование энергетического сектора.

По сути, широкое использование возобновляемых источников энергии соответствует высшим приоритетам и задачам Энергетической стратегии России. Во многом энергетическая безопасность формируется на региональном уровне. Степень обеспеченности регионов собственными топливно-энергетическими ресурсами является одним из основных показателей восприимчивости регионов к угрозам энергетической безопасности. Освоение и использование местных энергетических ресурсов (гидроэнергетика малых рек, торф, небольшие месторождения углеводородных топлив и др.), а также использование других возобновляемых энергетических ресурсов (солнечная, ветровая, геотермальная энергия, энергия биомассы) позволяют многие регионы страны перевести на энергообеспечение за счет ВИЭ, обеспечив их энергетическую независимость.

Для более широкого развития производства местных топливно-энергетических ресурсов и использования возможностей возобновляемой энергетики, необходимо законодательное регламентирование в следующих вопросах:

- реализация права граждан любого региона России на стабильное обеспечение их необходимым количеством энергетических ресурсов;
- обеспечение устойчивого тепло- и электроснабжения населения, проживающего в децентрализованных районах, в первую очередь в районах Крайнего Севера, труднодоступных и сельских территориях;
- обеспечение промышленности, сельского хозяйства, систем транспорта, связи и специальной техники автономными источниками энергии;
- устранение экологической опасности производства энергетических ресурсов, приведение ее показателей в стране до приемлемого уровня, установленного в мире;
- демонополизация энергоснабжения и независимость энергообеспечения регионов и населения страны;

- сокращение потерь и постепенное замещение традиционных видов энергетических ресурсов возобновляемыми источниками энергии;
- обеспечение конкурентоспособности и экономической эффективности участия России в мировом производстве оборудования и установок возобновляемой энергетики, в том числе малой и нетрадиционной.

В некоторых областях использования ВИЭ Россия имеет крупные научные результаты, соответствующие мировому уровню. Выявлены большие потенциальные возможности использования этих источников энергии в решении энергетических и экологических проблем уже в ближайшем будущем. Вместе с тем ощущается недостаток учебно-методических материалов по экономическим вопросам развития возобновляемых источников энергии в России. Предлагаемое учебное пособие должно восполнить этот недостаток.

В учебном пособии изложены научно-технические основы экономики инженерно-технических установок, обеспечивающих поддержание микроклимата, а также установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Представлены современные оценки мировых и российских топливно-энергетических ресурсов и рассмотрены основные направления Энергетической стратегии России. Приведены примеры расчетов эффективности использования установок возобновляемой энергетики.

Учебное пособие включает двенадцать глав, введение, заключение, приложения и список рекомендуемой литературы.

Основой для создания данного пособия послужила научно-методическое пособие: Сидоренко Г.И., Кудряшева И.Г., Пименов В.И. «Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Техничко- экономический анализ», [1]. Глубокое и вдумчивое построение материала, детальная и глубока проработка как технических, так и экономических вопросов, – всё это дало толчок и материал для создания данного учебного пособия.

Также автор признателен рецензентам: д.т.н. Н.Н. Смирновой и А.В. Власову, а также математику А.Б. Костерину за ценные замечания, сделанные при чтении рукописи.

Глава 1. ТЕРМИНОЛОГИЯ. ОЦЕНКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1. Терминология, основные понятия и определения

В этом разделе даны пояснения некоторых наиболее важных экономических и энергетических терминов возобновляемой энергетики.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов в процессе эксплуатации на стоимость энергетической продукции.

Аннуитеты – регулярные платежи через равные промежутки времени с одинаковой величиной платежа.

Внутренняя норма прибыли – относительный показатель эффективности инвестиционного проекта, характеризующий величину чистой прибыли (чистого валового дохода), приходящуюся на единицу инвестиционных вложений, получаемую инвестором в каждом временном интервале жизненного цикла проекта.

Дисконтирование – исчисление сегодняшнего текущего аналога суммы дохода от капитальных активов, выплачиваемого через определенный срок при существующей норме процента. **Инвестиция** – долгосрочные вложения капитала в отрасли экономики внутри страны и за рубежом. Различают финансовые (покупка ценных бумаг) и реальные инвестиции (вложения капитала в промышленность, сельское хозяйство, строительство и др.). Другими словами, инвестиции – все виды имущественных и интеллектуальных ценностей, вкладываемых в объекты предпринимательской и другой деятельности, в результате которой образуется доход (прибыль) или достигается социальный эффект. Такими ценностями являются: 1) денежные средства, целевые банковские вклады, паи, акции и др. ценные бумаги; 2) движимое и недвижимое имущество (здания, сооружения, оборудование и др. материальные ценности); 3) имущественные права, вытекающие из авторского права, ноу-хау, опыт и др. интеллектуальные ценности; 4) права пользования землей и др. природными ресурсами и т.д.

Инвестиционная деятельность – совокупность практических действий государства, юридических и физических лиц по реализации инвестиций.

Инвестор – вкладчик капитала, субъект купли-продажи акций.

Инновация (нововведение, обновление, возобновление) – 1) вложение средств в экономику, обеспечивающее смену поколений техники и технологии; 2) новая техника, технология, являющаяся достижением научно-технического прогресса. Развитие изобретательства, появление пионерских и крупных изобретений является существенным фактором инновации.

Капитальные вложения – по финансовому определению это все виды средств, вкладываемых в хозяйственную деятельность в целях получения дохода (см. инвестиции). По экономическому определению - это расходы на создание, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение производства, а также не связанные с ними изменения оборотного капитала.

Кредит – предоставление финансовых или материальных средств в долг на условиях платности, срочности и возвратности.

Критерий эффективности - главный признак оценки эффективности, раскрывающий ее сущность.

Рентабельность – относительный показатель эффективности, определяемый отношением прибыли к затратам.

Срок окупаемости инвестиций – период времени, необходимый для того, чтобы будущая прибыль достигла величины осуществленных капитальных вложений. Если доход распределен по годам равномерно, срок окупаемости рассчитывается делением единовременных капитальных вложений на величину ежегодного дохода. Если прибыль распределена неравномерно, то срок окупаемости определяется путем прямого подсчета числа лет, в течение которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом. Текущая стоимость – первоначальная сумма вклада (денежной суммы).

Чистая текущая (приведенная) стоимость – разность между поступлением и расходованием денежных средств за весь период предполагаемого функционирования проекта с учетом фактора времени.

Экономическая эффективность – показатель, полученный при сопоставлении достигнутых результатов с затратами.

В понятие возобновляемые источники энергии (ВИЭ) включаются следующие формы энергии: солнечная, геотермальная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, энергия биомассы, гидроэнергия, низкопотенциальная тепловая энергия и другие новые виды возобновляемой энергии.

Принято условно разделять их на две группы: **традиционные ВИЭ** (гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид

энергии ГЭС мощностью более 30 МВт; энергия биомассы, используемая для получения тепла традиционными способами сжигания (дрова, торф и некоторые другие виды печного топлива); геотермальная энергия) и **нетрадиционные ВИЭ** (солнечная; ветровая; волновая и приливная энергия; гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии малыми и микро ГЭС; энергия биомассы, не используемая для получения тепла традиционными способами сжигания; низкопотенциальная тепловая энергия и другие новые виды ВИЭ).

Термином **энергетическое хозяйство** определяется комплекс взаимосвязанных систем (от добычи и производства энергетических ресурсов до конечного потребления энергии), состоящих из энергетических объектов, объединенных для обеспечения потребителей всеми видами энергии. Термин энергетика может считаться адекватным термином энергетическое хозяйство, если под ним понимается энергетика как совокупность производственных систем и не включается понятие энергетики естественных, и в том числе биологических, систем.

Термин **энергетический баланс** в узком смысле определяется как полное количественное соответствие (равенство) между суммарной произведенной энергией, с одной стороны, и суммарной потребленной энергией и потерями энергии - с другой; в широком смысле термин единый энергетический баланс определяется как полное количественное соответствие (равенство) потоков всех видов энергии и энергетических ресурсов между стадиями их добычи, переработки, преобразования, транспорта, распределения, хранения, конечного использования в целом потребителями в территориальном и отраслевом разрезах. Энергетический баланс является статической характеристикой непрерывно развивающегося энергетического хозяйства, основные элементы и связи которого объединяются общеэнергетической системой.

Возобновляемые (неистощаемые) источники энергии – источники энергии на основе постоянно существующих или периодически возникающих процессов в природе, а также жизненном цикле растительного и животного мира и жизнедеятельности человеческого общества.

Невозобновляемые (истощаемые) источники энергии – природные запасы вещества и материалов, которые могут быть использованы для производства энергии. Например: ядерное топливо, уголь, нефть, природный газ.

Энергоноситель – вещество в твердом, жидком или газообразном состоянии, обладающая энергией, которая может быть превращена в используемый вид энергии.

Ресурс (потенциал) возобновляемого источника энергии – средний объем энергии, заключенный или извлекаемый при определенных условиях из возобновляемого источника энергии в течение года.

Валовый потенциал ВИЭ – средний годовой объем энергии, содержащейся в данном виде ВИЭ при полном ее превращении в полезно используемую энергию.

Технический потенциал ВИЭ – часть валового потенциала, преобразование которого в полезно используемую энергию возможно при данном уровне развития технических средств.

Экономический потенциал ВИЭ – часть технического потенциала, преобразование которого в полезно используемую энергию экономически целесообразно при данном уровне цен на ископаемое топливо, тепловую и электрическую энергию, материалы, транспортные услуги, оплату труда и др.

Установка возобновляемой энергетики - взаимосвязанный комплекс технологического оборудования по преобразованию возобновляемой энергии в полезно используемый вид: электрическую, тепловую, механическую или их различные сочетания.

Низкопотенциальная тепловая энергия – тепловая энергия, содержащаяся в воздухе, а также в вентиляционных выбросах, воде, в том числе в промышленных и бытовых стоках, в верхнем слое Земли (до 150 м) с температурой до 40 С.

Биомасса - часть растительного и животного мира (в том числе отходы жизнедеятельности человеческого общества), которая в естественном или превращенном виде может быть использована для производства полезной энергии. Например, отходы лесозаготовки и лесопереработки, отходы растениеводства и животноводства, твердые и жидкие бытовые отходы, отходы биомассы перерабатывающей промышленности и др.

Малые ГЭС - гидроэлектростанции общей мощностью до 30 МВт.

Геотермальная энергия – часть тепловой энергии ядра Земли, выходящая в верхние слои поверхности Земли за счет теплопроводности твердых пород, а также в виде горячей воды или парогазовой смеси.

Приливная энергия – потенциальная энергия водных масс морей и океанов, запасаемая в результате воздействия планет.

Побочные (вторичные) энергоресурсы – горючие производственные и непроизводственные отходы (твердые, жидкие, газообразные); тепловые отходы (преимущественно жидкие и газообразные); избыточное давление продуктов и промежуточных продуктов (переработки).

Топливо – горючие вещества, основной составляющей которых является углерод, применяемые с целью получения при их сжигании тепловой энергии. По происхождению топливо делится на природное (нефть, уголь, природный газ, уран, горючие сланцы, торф, древесина, битумизированные песчаники и др.) и искусственное (кокс, моторные топлива, генераторные газы и др.). По агрегатному состоянию – на твердое, жидкое и газообразное.

Облагороженные (обогащенные) виды топлива – брикеты, гранулы, концентраты, сортовой уголь, промпродукт, шлак, отсеб.

Основная характеристика топлива – теплота сгорания. Для сопоставления различных видов топлива и суммарного учета его запасов в России принята единица учета – условное топливо (у.т.), для которого низшая теплота сгорания принята 29,31 ГДж/т (7000 ккал/кг). В зарубежной практике в качестве единицы учета использовался нефтяной эквивалент (н.э.) с теплотой сгорания 41,868 ГДж/т (10000 ккал/кг). Данные по теплоте сгорания различных видов топлива приведены в табл. 1.1 Коэффициенты перевода между энергетическими единицами приведены в табл. 1.2. Коэффициенты перевода между объемными мерами и весовыми приведены в табл. 1.3. Поскольку энергия, вырабатываемая установками возобновляемой энергетики, может быть получена в различных формах (топливо, тепловая и электрическая энергия), то следует установить эквивалентную им массу топлива и соотношения между различными единицами энергии (табл. 1.2). Такая схема преобразований энергетических единиц приведена на рис.1.1.

Для определения замещения органического топлива при производстве тепловой и электрической энергии учитывается необходимость преобразования эквивалентной тепловой энергии в электрическую. Поэтому используется следующий энергетический эквивалент:

$$1 \text{ т н.э.} \leftrightarrow (11,63 \cdot \eta_{\text{ср}}) \text{ МВт}\cdot\text{ч}; 1 \text{ т у.т.} \leftrightarrow (8,141 \eta_{\text{ср}}) \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

где $\eta_{\text{ср}}$ – средний КПД преобразователей тепловой энергии в электрическую при существующем уровне развития техники. Принимая это

значение равным $\eta_{\text{ср.}}=0,361$, получаем следующие соотношения для единиц электроэнергетики, вырабатываемой источником:

$$1 \text{ т н.э.} = 4,40 \text{ МВт}\cdot\text{ч}; 1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 227 \text{ г н.э.};$$

$$1 \text{ т у.т.} = 2,94 \text{ МВт}\cdot\text{ч}; 1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 340 \text{ г у.т.}$$

Таблица 1.1

Теплота сгорания различных видов топлива²

Вид топлива	Единица	ГДж	МВт·ч	т у.т.	т н.э.
«Нефтяной эквивалент»	т	41,868	11,630	1,42857	1,000
Мазут	т	40,61	11,281	1,38565	0,970
Дизельное топливо	т	42,50	11,806	1,45014	1,0151
Керосин	т	43,12	11,978	1,47129	1,0299
Бензин	т	43,09	11,969	1,47129	1,0292
Сжиженный газ	т	45,61	12,669	1,55625	1,0894
Каменный уголь	т	25,54	7,094	0,87145	0,6100
Кокс	т	28,05	7,792	0,95709	0,6700
Условное топливо	т	29,31	8,141	1,00000	0,7000
Антрацит	т	33,48	9,300	1,14237	0,7800
Природный газ ³	1000 м ³	36,00	10,000	1,22835	0,8598
Коксовый газ	1000 м ³	16,40	4,556	0,55958	0,3917
Черный щелок ⁴	т с.в.	10,50	2,917	0,35827	0,2508
Сульфитный щелок ⁵	т с.в.	12,00	3,333	0,40945	0,2866
Биодизель	т	37,00	10,278	1,26237	0,8837
Березовая топливная древесина	скл. м ³	5,40	1,500	0,18425	0,1290
Сосна и ель	скл. м ³	4,39	1,219	0,14979	0,1049
Топливная древесина смешанных пород	скл. м ³	4,51	1,253	0,15388	0,1077
Щепа ⁶	н. м ³	3,25	0,903	0,11089	0,0776
Кусковой торф ⁷	м ³	5,04	1,40	0,17197	0,1204
Фрезерный торф ⁸	м ³	3,24	0,90	0,11055	0,0774

² Коэффициенты пересчета приведены с округлением в последней цифре. При оценке ТЭР конкретного региона используются фактические данные по теплоте сгорания используемых топлив.

³ При температуре природного газа 0°С.

⁴ Содержание сухого вещества 70%

⁵ Содержание сухого вещества 60%

⁶ Содержание сухого вещества 60%

⁷ Содержание сухого вещества 60%

⁸ Содержание сухого вещества 50%

Таблица 1.2

Коэффициенты перевода между энергетическими единицами

Единица	ГДж	Гкал	МВт.ч	т у.т	т н.э.
ГДж	1,0	0,2388	0,2778	0,03412	0,02388
Гкал	4,1868	1,0	1,163	0,14286	0,1
МВт.ч	3,6	0,8598	1,0	0,12284	0,08598
т у.т.	29,3076	7,0	8,141	1,0	0,7
т н.э.	41,868	10,0	11,630	1,42857	1,0

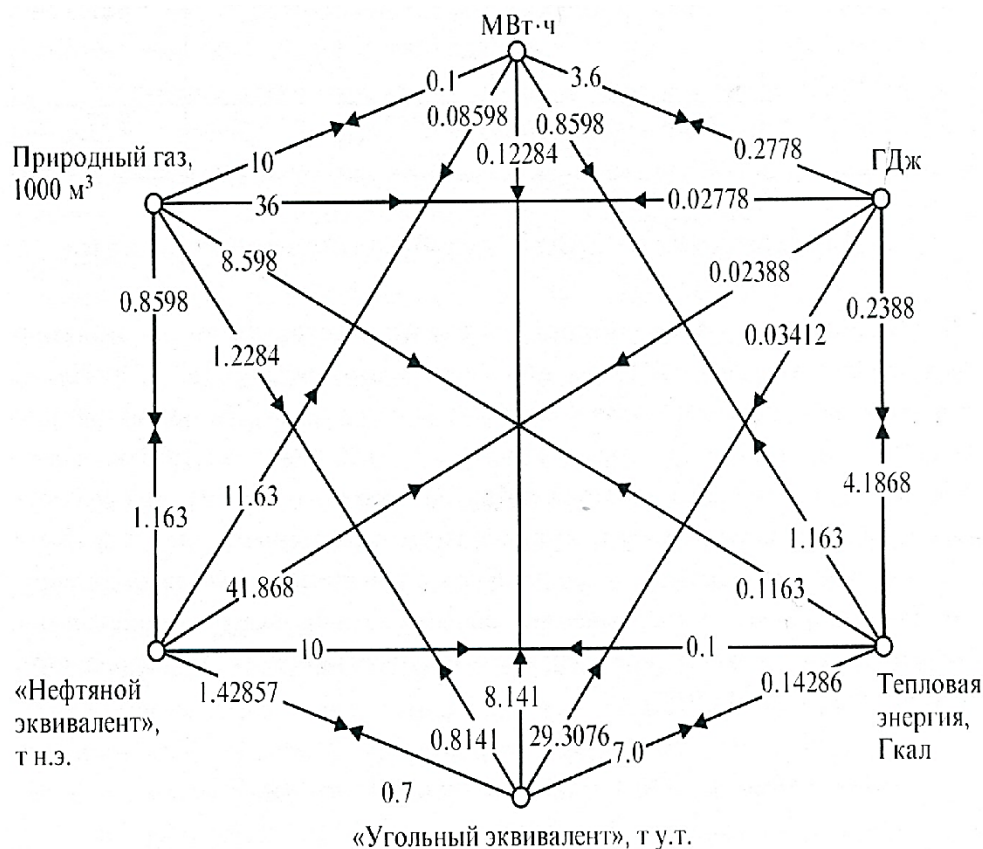


Таблица 1.3

*Коэффициенты перевода между объемными
и весовыми единицами*

Вид топлива	Объемная единица	Весовая единица	Вид топлива	Объемная единица	Весовая единица
Нефть	1 м ³	0,7 т	Керосин	1 м ³	0,802 т
Авиационный бензин	1 м ³	0,71 т	Дизельное топливо	1 м ³	0,83 т
Автомобильный бензин (92)	1 м ³	0,73 т	Мазут	1 м ³	0,955 т
Автомобильный бензин (99)	1 м ³	0,745 т	Верховой торф	1 м ³	0,38 т
Автомобильный бензин без свинца	1 м ³	0,755 т	Фрезерный торф	1 м ³	0,32 т
Природный газ	1000 м ³	0,562-0,841 т	Древесина (сосна)	1 пл. м ³	0,47 т

1.2. Перспективы развития возобновляемой энергетики

В последние годы тенденция роста использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) становится достаточно явной. Проблемы развития ВИЭ обсуждаются на самом высоком уровне. Так при встрече на высшем уровне на Окинаве (июнь 2000 г.) главы восьми государств обсудили глобальные проблемы развития мирового сообщества и среди них проблему роли и места возобновляемых источников энергии. Было принято решение образовать рабочую группу для выработки рекомендаций по значительному развёртыванию рынков возобновляемой энергетики. Практически во всех развитых странах формируются и реализуются программы развития ВИЭ.

Говоря об этой тенденции, следует выделить один принципиально новый момент. До последнего времени в развитии энергетики прослеживалась четкая закономерность: развитие получали те направления энергетики, которые обещали достаточно быстрый прямой экономический эффект. Связанные с этими направлениями социальные и экологические последствия рассматривались лишь как сопутствующие и их роль в принятии решений была незначительной.

При таком подходе ВИЭ рассматривались лишь как энергоресурсы будущего, того будущего, когда будут исчерпаны традиционные источники энергии, или когда их добыча станет чрезвычайно дорогой

и трудоемкой. Так как это будущее представлялось достаточно отдаленным (да и сейчас говорить серьезно об истощении потенциала традиционных ресурсов можно лишь с большой натяжкой), то использование ВИЭ представлялось достаточно интересной, но в современных условиях скорее экзотической, чем практической задачей.

Ситуацию резко изменило осознание человечеством экологических пределов роста. Быстрый экспоненциальный рост негативных, антропогенных воздействий на окружающую среду ведет к существенному ухудшению среды обитания человека. Поддержание этой среды в нормальном состоянии становится одной из приоритетных целей жизнедеятельности общества. В этих условиях прежние, только узко экономические оценки различных направлений техники, технологии, хозяйствования, становятся явно недостаточными, ибо они не учитывают социальные и экологические аспекты.

Импульсом для интенсивного развития ВИЭ впервые стали не перспективные экономические выкладки, а общественный нажим, основанный на экологическом императиве. Мнение о том, что использование ВИЭ существенно улучшит экологическую обстановку в мире – вот основа этого нажима.

На рис. 1.2 показаны взаимосвязи энергетики, экономики и экологии. Традиционная энергетика, основанная на ископаемом топливе, наносит значительный ущерб окружающей среде и может привести к нежелательным для человечества глобальным изменениям климата.

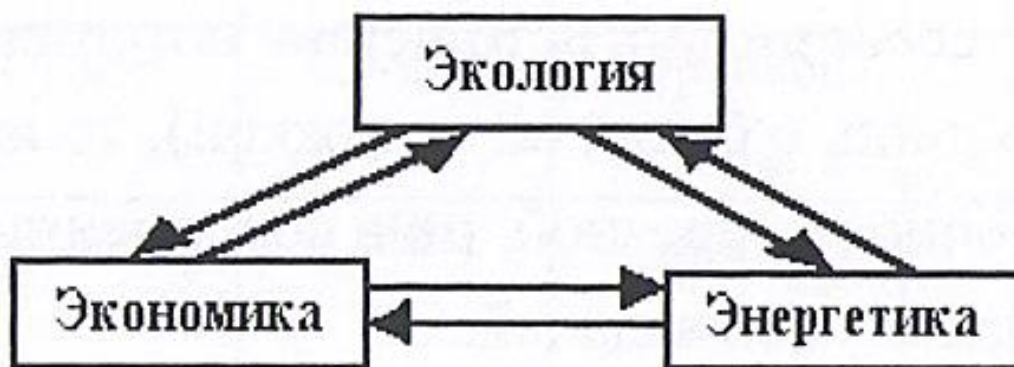


Рис. 1.2. Взаимосвязи между энергетикой, экономикой и экологией

В рыночной экономике для любого производителя энергии важнейшая цель заключается в получении максимальной прибыли, что достигается минимизацией своих частных затрат. Если общественными институтами не предприняты соответствующие меры, производитель

не планирует никаких затрат на охрану окружающей среды и не учитывает их в цене производимой энергии. Потребители энергии также платят меньшую цену, поскольку в нее не включены затраты на охрану окружающей среды или на преодоление последствий воздействия на окружающую среду. В этом случае все общество в целом будет покрывать, данный ущерб природе, либо расходуя дополнительные средства на ликвидацию его последствий, либо неся соответствующие потери.

Наличие таких внешних издержек ставит вопрос о реальной стоимости энергии для общества. На конкурентном рынке с источниками энергии разных типов включение внешних издержек во внутренние издержки у производителя приведет к изменению конкурентной способности отдельных энергетических технологий. Преимущество будут иметь "экологически чистые" энергетические технологии, основанные на использовании ВИЭ. Поэтому вопросы развития энергетики должны рассматриваться с единых системных экономико-социально-экологических позиций. Почему необходим такой тройственный подход?

Экологический – все энергетические объекты функционируют и природной среде и по-разному взаимодействуют с ней. Под взаимодействием понимается как воздействие энергетических объектов на окружающую природную среду, так и воздействие природных процессов на энергетические. Последнее особенно важно для возобновляемых источников энергии, являющихся преобразователями природных энергетических процессов.

Социальный – целью функционирования всех энергетических объектов является удовлетворение различных потребностей социума и с тем каждый из вариантов энергоснабжения требует от социума и вместе с тем каждый из вариантов энергоснабжения требует от социума различных усилий и обеспечивает разное качество энергоснабжения.

Экономический – каждый из вариантов энергоснабжения требует различных финансовых, материальных и трудовых затрат.

При таком подходе становится очевидным, что при поиске оптимальных решений энергетических проблем необходимо согласование весьма противоречивых требований: охрана окружающей среды – рост потребностей социума в материальных благах; сохранение природной среды обитания социума – право индивидуума на свободу экономических действий; проведение общегосударственной экономической и социальной политики – проведение наиболее эффективной региональной политики.

1.3. Оценка мировых запасов топливно-энергетических ресурсов

По данным ЮНЕСКО в недрах Земли содержится 10^{16} тонн ископаемого углерода. К сожалению, не весь он легко или рентабельно добывается. Мировые запасы ископаемого топлива являются ограниченными. Оценки извлекаемых запасов ископаемого топлива в мире и периода их исчерпания представлены в табл.1.4.

Таблица 1.4

Оценка мировых извлекаемых запасов ископаемого топлива и периода их исчерпания

Вид ископаемого топлива	Оценка извлекаемых запасов, млрд. т у.т. /%	Годовая добыча на уровне 1990 года, млрд. т у.т.	Период исчерпания запасов, лет
Уголь	4850/77	3,1	1565
Нефть	1140/18,1	4,5	253
Природный газ	310/4,9	2,6	120
ВСЕГО	6300/100	10,2	618

При уровне мировой добычи 1990 гг. запасов угля хватит на 1565, нефти – на 253 и природного газа – 120 лет. Следует отметить, что к 2005 году годовая добыча ископаемого топлива возросла до 15 млрд. т у.т. Таким образом, запасы ископаемого топлива конечны. По мере их исчерпания цены на ископаемое топливо будут непрерывно расти. Между тем теоретический потенциал солнечной энергии, приходящей на Землю в течение года, превышает на порядок все извлекаемые запасы ископаемого топлива.

Экономический потенциал возобновляемых источников энергии в мире в настоящее время оценивается в 20 млрд. т у.т. в год, что превышает объём годовой добычи всех видов ископаемого топлива. И это обстоятельство указывает путь развития энергетики ближайшего будущего.

Основное преимущество возобновляемых источников энергии – неисчерпаемость и экологическая чистота. Их использование не изменяет энергетический баланс планеты. Эти качества и послужили причиной бурного развития возобновляемой энергетики за рубежом и весьма оптимистических прогнозов их развития в ближайшем десятилетии. Возобновляемые источники энергии играют значительную роль

в решении трёх глобальных проблем, стоящих перед человечеством: энергетики, экологии, продовольствия.

Рассмотрим кратко мировые оценки топливно-энергетических ресурсов с учетом возможности их добычи.

Уголь является одним из наиболее широко применяемых видов природного органического топлива. Извлекаемые запасы угля оцениваются в 4850 млрд. т у.т. Запасы угля на Земле возможно достигают 10000 Гт. Планируется развитие экологически чистых технологий использования угля в энергетическом секторе экономики.

Нефть, по оценкам ЮНЕСКО, использована примерно на 1/3 от уровня известных и доступных для разработки мировых запасов. Извлекаемые запасы составляют 1140 млрд. т у.т. В конечном счете пригодными для добычи могут оказаться около 30%.

Природный газ к настоящему времени использован примерно на 40% его известных мировых запасов, которые составляют около 590 Гт, причем его извлекаемость больше, чем у нефти, и может составить примерно 310 млрд. т у.т.

Горючие сланцы и битуминозные пески – наименее эффективные виды ископаемого органического топлива. Из них, как правило, добывается нефть, причем значительная часть добываемого сырья составляет пустая порода. Так, в бывшем СССР ежегодно перерабатывалось 35 млн. тонн сланцев, из которых извлекалось около 12 млн. т нефти.

Доказанные запасы всех видов топлив на Земле по оценкам 70-80-х годов XX в. оценивались примерно в 800 млрд. т у.т. В том числе: уголь – 67%, нефть – 22%, газ – 11%; потребление энергии в год – 4,3 млрд. т у.т. Позже мировые запасы были переоценены, и современные цифры, особенно по запасам угля, существенно выше (табл. 1.4).

Среди возобновляемых источников энергии наиболее существенными признаются следующие.

Геотермальная энергия. Каждый квадратный метр поверхности Земли постоянно излучает около 0,06 Вт – слишком малая величина, чтобы ее мог ощутить человек. Однако в целом планета ежегодно теряет около $2,8 \cdot 10^{14}$ кВт·ч. При таких темпах Земля должна бы остыть до температуры космического пространства через 200 млн. лет. Но тот факт, что Земле уже 4,5 млрд. лет, означает, что энергия поступает изнутри нее, и именно от нагрева в результате радиоактивного распада определенных изотопов в горных породах земной коры, находящихся порой на значительной глубине. Известно понятие **геотермический градиент**: температура земных недр возрастает на 30°C с увеличением

глубины на 1 километр. В некоторых районах геотермическая активность усиливает этот эффект, и температура может повышаться до 80 град /км. Однако пар геотермального происхождения редко имеет температуру выше 300 °С, что ограничивает эффективность его использования.

В настоящее время действует несколько десятков геотермальных электростанций мощностью от нескольких МВт до 500 Мт каждая. Их общая мощность около 9 ГВт (на 2003 г.). В среднем одна буровая скважина, пробуренная на нужную глубину (от сотен метров до километров в зависимости от характера земной коры), может дать около 5 МВт, и срок ее действия – 10 – 20 лет.

Приливы мирового океана развивают мощность порядка 1-3 ТВт. Технический потенциал использования приливной энергии может достигать 1250 ТВт·ч. Использование этой энергии рентабельно лишь в тех районах планеты, где приливы особенно высоки, например, в некоторых районах Ла-Манша и Ирландского моря, вдоль побережья Северной Америки и Австралии и на отдельных участках Белого, Баренцева и других морей. Несколько лет действует одна из самых крупных приливных электростанций – ПЭС Ранс (Франция) проектной мощностью 240 МВт. В России имеются хорошие перспективы для развития приливной энергетики.

Волны мирового океана обладают значительной потенциальной мощностью, которая оценивается исследователями в 30-1000 ТВт. Однако, мощность в волн, которая может быть полезно использована значительно меньше и оценивается в 2,7-5,0 ТВт. Волновая энергия обладает более высокой по сравнению с ветром и солнцем плотностью энергии. Морские волны накапливают в себе энергию ветра на значительном пространстве разгона. Они являются природными концентраторами энергии. Достоинством этого источника энергии является его повсеместность для прибрежных потребителей энергии. Недостаток волновой энергетики заключается в ее нестабильности во времени, зависимости от ледовой обстановки, сложности преобразования и передачи энергии потребителю. Реализуются программы, но развитию волновой энергетики в Норвегии, Дании, Португалии, Англии, Японии, Индии, США, Франции. Состоялся пуск первой волновой электростанции в Англии на острове Айслей. Ряд проектов находится в стадии опытно-промышленной реализации.

Дующие на Земле **ветры** обладают энергией в $0,7 \cdot 10^{21}$ Дж. Однако, лишь 1/4 ветроэнергетического потенциала сосредоточена в приземном 100 метровом слое над поверхностью Земли. Если па всех континентах построить ветровые установки, беря в расчет только поверхность суши и учитывая неизбежные потери, то это может дать около 40 ТВт. Суммарная мощность ВЭС в мире на уровне 2007 года уже превысила 90 ГВт.

Гидроэнергия. Суммарный валовый потенциал гидроресурсов по 110 странам мира составляет примерно 34000 ТВт·ч. Экономический потенциал оценивается в 8100 ТВт·ч, а степень его освоения составляет около 30%. Для некоторых стран характерно достаточно полное использование гидроэнергетических ресурсов (Франция – 90%, Норвегия – 82%, США – 47%, Канада – около 57%).

По запасам гидроэнергии Советский Союз занимал первое место в мире при валовом потенциале гидроэнергетических ресурсов в 3942 ТВт·ч. В этой оценке потенциал учтенных рек составляет 3831 ТВт·ч (доля России 2785 ТВт·ч), а неучтенных – 111 ТВт·ч (доля России – 81 ТВт·ч). Для России экономический гидропотенциал составляет порядка 1000 ТВт·ч/год, в том числе на больших и средних реках около 850 ТВт·ч/год. По этому показателю мы занимаем второе место в мире после Китая (табл. 1.5) и используем из этого потенциала только 19%.

Таблица 1.5

Использование гидроэнергетического потенциала

Страна	Экономический гидроэнергетический потенциал, ТВт·ч/год	Выработка электроэнергии на ГЭС, ТВт·ч/год	Доля использованного экономического потенциала, %
Китай	1320	92	7,0
Россия	850	160,1	18,8
США	705	330	46,8
Бразилия	657	165,4	25,2
Канада	535	304,3	56,9
Индия	216	51	27,6
Япония	132	91,5	69,3
Норвегия	130	106,5	81,9

Швеция	85	64,9	76,4
Франция	80	71,6	89,5
Италия	63	44,5	70,6
ВСЕГО	4773	1427,8	30,0

Тепловая энергия океанов. Мировой океан поглощает почти 70% солнечной энергии, падающей на Землю. Перепад температур между холодными водами на глубине в несколько сот метров и теплыми водами на поверхности океана представляет собой огромный источник энергии. Практически мощность океанических тепловых электростанции может быть доведена до 4 ТВт.

Солнечная энергия. Общее количество энергии Солнца, достигающей поверхности Земли за год, в десятки раз превышает всю ту энергию, которую можно получить из доказанных запасов ископаемого топлива. Из общего количества энергии отражение от поверхности Земли – 5%, отражение облаками – 20%, поглощение самой атмосферой – 25%, рассеивается в атмосфере, но достигает земли – 23%, достигает земли непосредственно 27%, всего на поверхности Земли – 50%. Плотность солнечного излучения, поступающего в атмосферу Земли, составляет 1353 Вт/м². Гораздо меньшее ее количество достигает поверхности Земли, а доля, которую можно использовать, еще меньше. Максимальное солнечное излучение на поверхности земли составляет около 1 кВт/м². В большинстве районов мира средняя мощность солнечного излучения составляет порядка 200 Вт/м².

Один из методов использования солнечной энергии для производства электроэнергии состоит в нагреве парового котла турбины с помощью системы зеркал, концентрирующих солнечную энергию. Другой путь использование фотоэлементов, которые непосредственно преобразуют солнечную энергию в электрическую, обычно с КПД 10-15%. Многогранно использование солнечной энергии для производства тепловой энергии.

Биомасса. Жизнедеятельность биоценозов на поверхности Земли приводит к образованию биомассы различного вида, обладающей энергией. Для энергетического использования наибольший интерес представляют лесные биоценозы. В таких биоценозах концентрация биомассы существенно меньше, чем в месторождениях ископаемого топлива. Вместе с тем они распространены во многих лесных районах

Земли. Ввиду этого лесная биомасса может использоваться для покрытия небольших энергетических нагрузок, которые также преобладают на большинстве территорий с малой плотностью населения, без крупных промышленных потребителей энергии.

Важной особенностью биомассы лесов является постоянно продолжающийся процесс ее образования, что позволяет при соблюдении баланса образования и потребления биомассы организовать не истощительное использование древесной энергии. Рациональное использование древесной энергии может существенно сократить затраты на завоз топлива в удаленные лесоизбыточные районы, создаст дополнительные рабочие места, повысит живучесть поселений и надежность их топливоснабжения, улучшит экологическую и социальную обстановку в регионах и в целом на Земле. Источниками древесной энергии являются первичные, вторичные и регенерируемые древесные топлива.

Древесная энергия остается важным источником энергии для большинства промышленных и развивающихся стран. В общем объеме потребляемой энергии древесная энергия составляет около 3% для США и государств ЕС-15. На рис.1.3 показано использование различных видов топлива в странах Евросоюза. Лидерами в использовании древесной энергии являются Франция, Швеция и Финляндия. Для Франции характерно широкое использование первичного древесного топлива. Регенерируемое древесное топливо в больших объемах используется в Швеции и Финляндии. И, наконец, вторичные древесные топлива более широко используются в Германии.

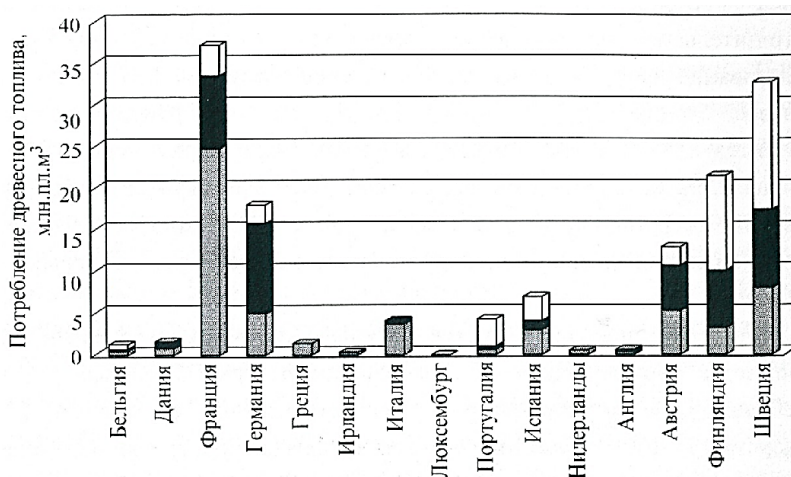


Рис. 1.3. Потребление древесного топлива в Европе (1990 г.)

- – первичные древесные топлива;
- – вторичные древесные топлива;
- – черный щелок

В целом около 30-50% лесной биомассы, поступающей в переработку, в конечном счете используется для энергетических нужд. Например, доля использования древесной энергии в скандинавских странах составляет 166 ГВт·ч (около 15 млн. т н.э. или около 60 млн. м³). Ежегодная заготовка стволовой древесины в скандинавских странах составляет около 134 млн. м³. Таким образом, около 45% лесной биомассы от объема заготовленной стволовой древесины используется на энергетические нужды.

Современное использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в мире характеризуется данными табл. 1.61. В производстве электроэнергии доля НВИЭ в мире составляет 19,1% (в том числе гидроэнергия – 17,5%). По прогнозу Европейского совета по ВИЭ доля возобновляемых источников будет возрастать следующими темпами: 2010 г. – 16%, 2020 г. – 24%, 2030 г. – 48%.

Таблица 1.6

Современное использование установок НВИЭ в мире, ГВт

Источник	Установленная мощность	
	Электрическая энергия, ГВт _э	Тепловая энергия, ГВт _т
Солнечная энергия	1,4	13
Геотермальная энергия	9,9	18
Ветровая энергия	90	..
Биомасса	44	200
Малая гидроэнергетика	73	..
Крупная гидроэнергетика	850	..
Итого НВИЭ	1068,3	231

При суммарной электрической мощности всех электростанций в 4300 ГВт, доля возобновляемой энергетики в установленной мощности составляет около 25%.

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое амортизация экономике?
2. Что такое аннуитет?
3. Что такое внутренняя норма прибыли?
4. Что такое дисконтирование?
5. Что такое инвестиция?

Оценки 2018-2020 годов, для ВЭС оценка 2017 г.

6. Кто такой инвестор?
7. Что такое инновация?
8. Что такое капитальные вложения?
9. Что такое кредит?
10. Что такое рентабельность?
11. Что понимается под возобновляемыми и невозобновляемыми источниками энергии?
12. Что относится к традиционным и нетрадиционным ВИЭ?
13. Что входит в энергетическое хозяйство предприятия?
14. Что такое энергетический баланс предприятия?
15. Что такое энергоноситель?
16. Что такое ресурс для предприятия?
17. Что такое валовый, технический, экономический потенциал?
18. Что такое низкопотенциальная тепловая энергия?
19. Как соотносятся между собой ГДж и Гкал?

Глава 2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ И ПРОБЛЕМЫ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Топливо-энергетический комплекс России в начале XXI века

К 1990 году суммарная установленная мощность электростанций бывшего СССР составляла 344 ГВт (табл.2.1). На начало 2001 г. общая установленная мощность электростанций ЕЭС России оценивалась в 192,2 ГВт, а установленная мощность всех электростанций России – 204,6 ГВт. Выработка электроэнергии в России в 2000 г. составила 878 ТВт·ч. Суммарная доля производства электроэнергии на ГЭС и АЭС в общем объёме её выработки достигла 32% (АЭС – 14%, ГЭС – 18%). Выработка электроэнергии на ТЭС составила 68%.

Из 242,6 млн. т у.т., которое потребили ТЭС России в 2000 г., доля газа составила 64,0%, угля – 30,5%, мазута – 5,2%, торфа – 0,2% (485 тыс. т у.т.) и 0,1% – это чёрный щёлок и древесные отходы.

Таблица 2.1

*Динамика изменения структуры генерирующих мощностей
в СССР, млн. кВт/млрд. кВт·ч*

	1955	1960	1965	1970	1985	2000	2005	2015
ТЭС	31,2	51,9	92,8	133,8	172,1	201,9	225,1	241
	147,1	241,4	425,2	612,8	892,4	1037,1	1162,3	1281
ГЭС	6	14,5	22,2	31,4	40,5	52,3	61,7	65
	23,1	50,9	81,5	124,4	126	183,9	214,5	233
АЭС				0,9	4,9	12,5	28,3	38
				3,7	20,2	72,9	167,4	212,0
ИТОГО	37,2	66,4	115	166,1	217,5	266,7	315,1	344
	170,2	292,3	506,7	740,9	1038,6	1293,9	1544,2	1726,0

Развитие энергетики России ориентировано на сценарий экономического развития, предполагающий форсированное проведение социально-экономических реформ с темпами роста производства ВВП 5-

6% в год и соответствующим устойчивым ростом электропотребления на 2-3% в год. Также поставлена задача удвоения ВВП. Для решения этой задачи необходимо обеспечить темпы роста ВВП 13-15% в год при росте потребности в электроэнергии в 6-7,5% в год.

По прогнозам потребления электроэнергии в 2025 г. возрастёт до 1215-1350 ТВт·ч (рис.2.1). С учётом роста эффективного экспорта электроэнергии к 2010 г. её производство достигнет 1120 ТВт·ч, а к 2020 г. – 1440 ТВт·ч.

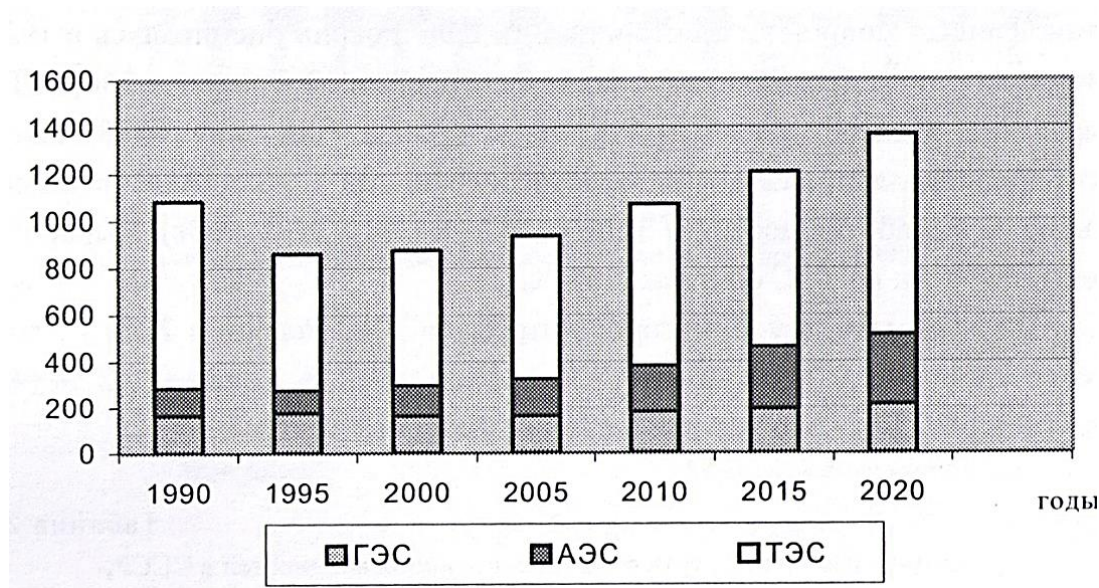


Рис. 2.1. Производство электроэнергии в России (оптимистический вариант), ТВт·ч

В энергетической стратегии России предусматривается, что производство электроэнергии на АЭС возрастёт от 129 ТВт·ч в 2000 г. до 335 ТВт·ч в 2020 г., на ГЭС от 164 ТВт·ч в 2000 г. до 216 ТВт·ч в 2020 г.

Показатели, заложенные в энергетическую стратегию, свидетельствуют о том, что основой электроэнергетики России на весь рассматриваемый период останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре производства электроэнергии сохранится на уровне 66-68%.

Естественно, что правильно выработанная топливная стратегия не только во многом обеспечит успешное развитие энергетического сектора России, его надёжное и устойчивое функционирование, но и определит успех преобразований в экономике страны, её энергетическую безопасность в 21 веке.

2.2. Ресурсная база ТЭК

Россия обладает уникальным топливно-энергетическим комплексом как по запасам первичных энергоресурсов и добыче органических топлив, так и по особенностям их географического размещения.

Электроэнергетика России полностью обеспечивается всеми видами собственных топливно-энергетических ресурсов: нефтью, природным газом, углём, ядерным топливом, гидроэнергией, возобновляемыми источниками энергии. Располагая всего 2,8% мирового населения и занимая 12,8% территории суши, Россия имеет 12-13% прогнозных (44 млрд. т) и 12% разведанных запасов нефти, 42 и 34% природного газа соответственно (127 трлн. м³) и 20% разведанных запасов каменного и 32% – бурого угля. Балансовые запасы угля в РФ оцениваются в 200 млрд. т (12% мировых). Геологические ресурсы углей оцениваются в 4450 млрд. т (30% мировых).

Россия экспортирует все топливно-энергетические ресурсы, их экспорт в 2000 г. принёс 54,1 млрд. долл. Объёмы экспорта составили: нефть – 144,5 млн. т; нефтепродукты – 61,9 млн. т; газ – 193,8 млрд. м³; уголь – 43,4 млн. т. Объём поставок электроэнергии из ЕЭС России в страны дальнего зарубежья (Норвегию, Финляндию, Китай, Монголию) в 2000 г. составил 5,0 ТВт·ч.

Нефть. В нефтедобывающей промышленности до 2000-2002 года происходило качественное ухудшение сырьевой базы. Западно-Сибирский и Урало-Поволжский нефтегазовые комплексы по-прежнему будут оставаться главными нефтедобывающими регионами страны, хотя многие крупные месторождения находятся здесь на поздних стадиях разработки с падающей добычей. Доля трудно извлекаемых запасов с низкими дебитами скважин (менее 10 т/сут) составляет 55-60% и продолжает расти.

Потенциальная добыча нефти в “новых” нефтегазовых регионах Европейского Севера и Дальнего Востока значительно меньше, чем в старых, а освоение их будет вполне затратным.

Природный газ. В газовой промышленности базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны: Медвежье – на 78%, Уренгойское – на 67%, Ямбургское – на 46%. В 2000 г. на месторождениях, вступивших в период падающей добычи, получено 85% газа, добываемого в стране. Основными газодобывающими месторождениями страны на всю рассматриваемую перспективу остаются Надым – Пур –

Тазовский район Западной Сибири, хотя его доля и снизится к 2022 г. примерно до 60-64% против 87% в настоящее время.

Поэтому для компенсации снижения добычи газа необходимо ввести в разработку месторождения Обской и Тазовской губ, Штокмановское на шельфе Баренцева моря, а затем месторождения полуострова Ямал. Другим крупным центром газодобычи во второй половине рассматриваемого периода будет Ковыктинское месторождение в Иркутской области.

Цены на природный газ должны стимулировать экономически эффективное его использование в экономике России. Одной из первоочередных мер должно быть приведение государственного регулирования цен на газ к уровню, который обеспечит экономически оправданное соотношение цен на уголь, мазут и газ.

Уголь. Задача более широкого использования угля в энергетике становится всё более актуальной. Угольная промышленность России располагает достаточной сырьевой базой для полного удовлетворения потребностей экономики страны в угольном топливе. Однако в современных экономических условиях уголь значительно уступает газу и нефтяному топливу по затратам и экологическим показателям его использования потребителями и фактически замыкает топливно-энергетический баланс.

Однако в целях снижения риска в энергообеспечении России от возможных срывов добычи газа и вводов АЭС необходимо наращивать объём добычи угля и использовать его в электроэнергетике. В соответствии с оптимальной структурой топливно-энергетического баланса, предусмотренной энергетической стратегией России, востребованные объёмы добычи угля по стране могут возрасти до 430 млн. т в 2020 г. Этот уровень добычи угля может быть полностью обеспечен разведанными запасами.

Потребность экономики страны в угольном топливе будет обеспечиваться развитием добычи угля в бассейнах федерального значения Кузнецком и Канско-Ачинском и межрегионального – месторождения Восточной Сибири, Печорского, Донецкого и Южно-Якутского бассейнов.

При этом тенденция относительного удешевления угля должна сохраниться в перспективе, что служит одним из важных аргументов для повышения роли угля в топливно-энергетическом балансе страны.

Уголь, как известно, создаёт экологические проблемы на местном, региональном и даже глобальном уровнях. Это выбросы оксидов

углерода, серы, азота, свинца, ртути, фтора, мышьяка, урана, кадмия, а также пыли. Решение проблемы выбросов состоит в повышении качества угля и внедрении чистых технологий его использования.

Совмещение эффективного использования угля и решение экологических проблем достигается в технологии газификации угля и комбинировании её с парогазовым циклом.

Атомная энергетика рассматривается в энергетической стратегии как важнейшая часть энергетики страны. Она имеет развитую производственно-строительную базу и достаточные мощности по производству ядерного топлива.

Общие разведанные запасы природного урана (стоимостью до 80 долл./кг) и даже дешёвые его запасы (по цене 40 долл./кг) могут обеспечить реальные сроки развития атомной энергетики с выработкой в 340 ТВт·ч в 2021 г.

Атомная энергетика Российской Федерации – десять действующих Атомных энергетических станций (АЭС) – сосредоточена в Европейской части страны (табл. 4). Исключение составляют Белоярская АЭС на границе Европа-Азия (г. Заречный, Свердловская область) и Билибинская – на Чукотке. На АЭС работает 31 реакторный блок. Используются пять типов реакторов. Один из них – уран-графитовый реактор РБМК-1000 (реактор большой мощности канальный с электрической мощностью 1000 МВт, или 1 ГВт), более известный как реактор чернобыльского типа. Таких реакторов 11. Работает 9 реакторов корпусного типа с водой под давлением ВВЭР-1000 (водо-водяной энергетический реактор с электрической мощностью 1000 МВт, или 1 ГВт). Более ранний тип таких реакторов – ВВЭР-440 (электрическая мощность 440 МВт, соответственно – 0,44 ГВт). Их насчитывается 6. Один реактор – на быстрых нейтронах (БН-600) с жидкометаллическим теплоносителем (расплавленный натрий) и электрической мощностью 600 МВт (0,6 ГВт). Кроме того, на Билибинской АЭС используются четыре реактора с малой электрической мощностью – 12 МВт каждый. Их обозначение – ЭГП (энергетический, графитовый, петлевой).

Таким образом, установленная электрическая мощность атомно-энергетического комплекса России составляет на 2016 год около 23,3 ГВт, что соответствует примерно 11% от установленной в стране электрической мощности.

В общепринятой схеме обеспечения электричеством чуть менее половины вырабатываемой в России электроэнергии сконцентрировано на Федеральном оптовом рынке энергетических мощностей

(ФОРЭМ). Атомная энергетика производит примерно половину электроэнергии, которая распределяется на этом рынке среди потребителей. Тариф на электроэнергию атомного комплекса выше, чем тариф гидрогенерации, и ниже тарифа обычных тепловых станций. В 2005 г. тариф на электроэнергию АЭС составлял 50 коп., ГЭС – 19 коп., ТЭС – 65 коп. за 1 кВт·ч.

Таблица 2.2

Характеристика АЭС России

АЭС	Тип реактора	Количество реакторов	Электрическая мощность АЭС, ГВт
Кольская	ВВЭР-440	4	1,76
Ленинградская	РБМК-1000	4	4
Калининская	ВВЭР-1000	3	3
Смоленская	РБМК-1000	3	3
Курская	РБМК-1000	4	4
Нововоронежская	ВВЭР-440	2	1,88
	ВВЭР-1000	1	
Балаковская	ВВЭР-1000	4	4
Волгодонская	ВВЭР-1000	1	1
Белоярская	БН-600	1	0,6
Билибинская	ЭГП	4	0,048
ИТОГО		31	23,288

Энергетической стратегией России предусмотрены два варианта развития – умеренный и оптимистический. К 2020 г. на АЭС должно быть выработано 230 млрд. кВт·ч по умеренному сценарию и около 300 млрд. – по оптимистическому. Для реализации умеренного варианта следует в период 2008-2020 гг. построить и ввести в эксплуатацию 11 ГВт новых мощностей и вывести из эксплуатации 2,8 ГВт в связи с истечением срока службы реакторных блоков. Задача эта чрезвычайно трудновыполнимая. Для сравнения следует отметить, что с 1992 по 2004 г. в России создано 3 ГВт новых мощностей (три блока ВВЭР-1000), при этом два блока были построены на 90% ещё в советский период.

В настоящее время вся мировая атомная энергетика насчитывает около 450 действующих блоков. Поэтому уже сейчас крайне актуальна постановка вопроса о ресурсном обеспечении атомной энергетике.

В XXI столетии мировая атомная энергетика, судя по различным оценкам, будет обеспечена природным ураном, однако региональные

проблемы существуют. Существует дефицит в обеспеченности ураном в российском ядерном комплексе. Действительно, атомная энергетика в СССР и её развитие опирались на богатые и хорошо обустроенные месторождения в Казахстане, Узбекистане, частично на Украине и в странах Восточной Европы. Сейчас все эти месторождения находятся вне России, некоторые из них разрабатываются международными корпорациями, а в Восточной Европе добыча урана практически прекращена. В связи с этим уже несколько лет в России проводятся мероприятия по модернизации существующих месторождений урана и активизации геологоразведочных работ.

Однако радикальным решением сырьевого обеспечения и создания крупномасштабной атомной энергетики в России, эффективной до конца 21 века и на более далёкую перспективу, является переход к энергетическим реакторам на быстрых нейтронах (аналогам надёжно эксплуатируемого более 25 лет реактора БН-600) с замыканием топливного цикла и использованием уран-плутониевого топлива.

Гидроресурсы России по своему потенциалу сопоставимы с современной выработкой всех электростанций страны, но их освоение (кроме малых и микро-ГЭС) требует достаточно больших объёмов капитальных вложений и продолжительных сроков строительства. С учётом этого возможная выработка электроэнергии на ГЭС составит 170-177 ТВт·ч в 2010 г. и 190-220 ТВт·ч в 2020 г.

Гидроэнергетика в течение 20 лет будет развиваться, в основном, в Сибири и на Дальнем Востоке и обеспечит базисный режим работы тепловым электростанциям этих регионов. В европейских районах продолжится сооружение некрупных пиковых ГЭС, преимущественно на Северном Кавказе.

В период до 2010 г. предусматривается завершение сооружения Бурейской ГЭС и начало ввода мощностей Усть-Среднеканской ГЭС на Дальнем Востоке, а также строительство Богучанской ГЭС в Сибири и продолжение вводов агрегатов Ирганайской ГЭС на Северном Кавказе.

В период 2011-2020 гг. должно быть закончено сооружение Богучанской ГЭС в Сибири, Нижне-Бурейской и Вилюйской ГЭС на Дальнем Востоке, Зарамагской, Зеленчукских, Черкейских ГЭС – на Северном Кавказе. Кроме того, необходимо начать сооружение Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса и каскада ГЭС на нижней Ангаре с вводом первых агрегатов ГЭС до 2020 г.

Для обеспечения надёжного функционирования ЕЭС России энергетической стратегией намечается ввод в европейской части страны двух-трёх ГАЭС.

Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии будут развиваться для энергоснабжения удалённых и изолированных потребителей. Возрастает роль установок НВИЭ в обеспечении потребителей тепловой энергией. Характеристика потребности России в тепловой энергии приведены на рис.2.2. В настоящее время начался и продолжается процесс перевода котельных на сжигание биотоплива. Разработана концепция развития ветроэнергетики в России. В ряде энергодефицитных регионов развивается малая гидроэнергетика. На Камчатке развивается геотермальная энергетика.

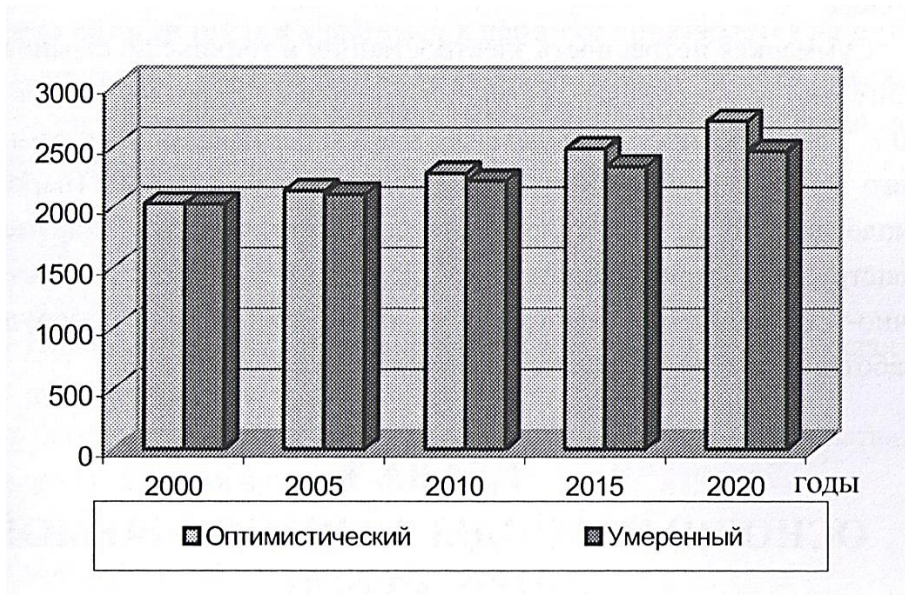


Рис. 2.2. Производство тепловой энергии в России, млн. Гкал

Учитывая сложную ситуацию в топливодобывающих отраслях и ожидаемый высокий рост выработки электроэнергии на тепловых электростанциях, обеспечение электростанций топливом становится одной из самых сложных задач в российской энергетике.

Необходимость радикального изменения условий топливообеспечения тепловых электростанций в европейских районах страны и ужесточения экологических требований обуславливает существенные изменения структуры мощности ТЭС по типам электростанций и видам используемого топлива в этих районах.

Основным направлением должно стать техническое перевооружение и реконструкция существующих, а также сооружение новых тепловых электростанций. При этом приоритетными будут парогазовые и экологически чистые угольные электростанции на базе ПГУ, ГТУ и эффективного паросилового оборудования.

Переход от паротурбинных к парогазовым ТЭС на газе, а позже и на угле обеспечит постепенное повышение КПД установок до 55%, в перспективе до 60%, что позволит существенно снизить потребности ТЭС в топливе.

Суммарная потребность электростанций в топливе по стране в целом значительно возрастает от 277 млн. т у.т. в 2000 г. до 449 млн. т у.т. – в 2020 г. Эта потребность определена с учётом реализации программы ввода нового прогрессивного оборудования на электростанциях (парогазовые технологии, котлы с супер- и сверхкритическими параметрами), реконструкции действующих электростанций с учётом достижений научно-технического прогресса и демонтажа оборудования, выработавшего и не подлежащего продлению ресурса.

Вопросы для самоконтроля

1. Что входит в ресурсную базу ТЭК?
2. В чём основной потенциал добычи нефти?
3. В чём достоинство газового топлива?
4. Достоинства и недостатки атомной энергии.
5. Достоинства и недостатки гидроэнергетики.

Глава 3. ОСНОВНЫЕ ФОНДЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В условиях рыночной экономики очень важно чётко и однозначно понимать различные виды единовременных затрат: капитал, капиталовложения, инвестиции, основные фонды, оборотные средства, оборотные фонды и средства обращения. Экономическая сущность основных производственных фондов – многократное, в течение длительного времени участие в производственном процессе, когда их стоимость постепенно утрачивается (оборудование «стареет») и переносится на производимую продукцию.

Оборотные фонды и средства обращения в процессе производства сразу и полностью утрачивают свою стоимость, которая включается в стоимость произведённой продукции.

Единовременные затраты и ежегодные расходы отражаются в производственном процессе, когда производственные фонды переносят свою стоимость на продукцию.

3.1. Основные производственные фонды возобновляемой энергетики

Основные производственные фонды представляют собой денежное выражение средств труда и участвуют в процессе производства длительное время, постепенно, по мере износа утрачивая свою стоимость и перенося её на производимую продукцию. По технологическому признаку в основных фондах выделяются:

- здания;
- сооружения;
- передаточные устройства;
- силовые машины и оборудование (в том числе автоматическое);
- рабочие машины и оборудование;
- измерительные и регулирующие приборы и устройства, не установленная техника и прочие машины;
- транспортные средства;
- инструменты;
- производственный и хозяйственный инвентарь;
- прочие основные фонды (малоценные и быстроизнашивающиеся средства труда, капиталовложения и т.д.).

Примерная структура основных фондов приведена в табл. 3.1. Как видно из табл. 3.1, в разных отраслях материального производства структура основных фондов различна, для энергетики характерен большой удельный вес силовых машин и передаточных устройств. Последнее обстоятельство вызвано наличием протяжённых и дорогостоящих линий электропередачи.

Таблица 3.1

Структура основных производственных фондов в промышленности, %

Отрасли промышленности	Здания	Сооружения	Передаточные устройства	Силовые машины	Рабочие машины
Вся промышленность	29	20	11	8	27
Электроэнергетика	13	17	34	33	1

Поскольку в процессе эксплуатации основные фонды изнашиваются, они меняют свою стоимость. Стоимостная оценка основных производственных фондов может рассчитываться:

- по полной первоначальной стоимости, т.е. по фактическим затратам, произведённым на создание основных фондов, их доставку и монтаж;
- по полной восстановительной стоимости, т.е. по стоимости воспроизводства основных производственных фондов в современных условиях. Это вызвано тем, что в связи с научно-техническим прогрессом одни и те же виды средств труда, произведённые в разные годы, оцениваются различно, поэтому требуется регулярная переоценка основных фондов.

Восстановительная стоимость производственных фондов определяется как разность между первоначальной стоимостью и величиной морального износа, выраженного в стоимостной форме. В момент ввода в действие новых основных фондов их первоначальная стоимость соответствует восстановительной.

Экономическая сущность участия основных фондов в производстве – постепенный, в течение длительного времени перенос своей стоимости на производимую продукцию при постепенном износе и соответственном снижении собственной стоимости. Этот процесс отражается:

- включением сумм амортизационных отчислений в себестоимость продукции;
- созданием амортизационного фонда, предназначенного в дальнейшем для замены полностью амортизированного оборудования, после его ликвидации, на новое;
- периодической переоценкой основных фондов, постоянным учётом основных фондов по их балансовой или восстановительной стоимости.

3.2. Оценка капитальных вложений в установки нетрадиционной и возобновляемой энергетики

Современная экономика промышленно-развитых стран – это смешанная экономика. В ней производство развивается под воздействием собственно рыночных сил, стимулирующих активность производителей (уровень микроэкономики). Государство регулирует этот процесс, устанавливая правовую основу бизнеса, регулируя её и контролируя, а также осуществляет социальные, экономические и политические программы (уровень макроэкономики).

В условиях смешанной экономики инвестиции в энергетические объекты относятся к уровню микроэкономики. Возведение крупных энергетических объектов может затрагивать и уровень макроэкономики страны. Под инвестициями подразумевается вложение денег для осуществления каких-либо экономических проектов в настоящем с расчётом получить прибыль в будущем. Инвесторами могут быть как государственные компании, так и частные фирмы. В зависимости от принадлежности инвестиционного капитала возможны различные подходы к обоснованию его эффективности.

Если в качестве инвестора выступает государство в лице ведомства или какой-либо компании, крупное акционерное общество или их объединение, то они могут иметь свои внутренние ориентиры инвестиционной политики, отличающиеся от данных на рынке капитала по долгосрочным займам. Частные фирмы опираются на свой и заёмный банковский капитал. Необходимый объем инвестиций может быть образован одним или несколькими инвесторами. В последнем случае каждый инвестор требует за свою долю долгосрочных кредитов собственную процентную ставку или соответствующую долю прибыли.

Общая сумма инвестиций (капитальных вложений) в установки НВИЭ $K_{\text{ИНВ}}$ расходуется на нужды научных и проектно-изыскательских работ $K_{\text{Н.П.И.}}$, на строительство энергетического объекта $K_{\text{СТР}}$ (включает капитальные вложения в оборудование установки НВИЭ, а также на строительные-монтажные работы), на возведение объектов вспомогательной инфраструктуры $K_{\text{ВСП}}$, (дороги, посёлки, ЛЭП и т.д.), на строительные машины, транспорт $K_{\text{С.М.Т.}}$, на социальные объекты и мероприятия $K_{\text{СОЦ}}$ и на экологические мероприятия $K_{\text{ЭК}}$, т.е.

$$K_{\text{ИНВ}} = K_{\text{Н.П.И.}} + K_{\text{СТР}} + K_{\text{ВСП}} + K_{\text{С.М.Т.}} + K_{\text{СОЦ}} + K_{\text{ЭК}} \quad (1)$$

Капитальные вложения на строительство установки НВИЭ состоит из двух составляющих: капитальных вложений в основное и вспомогательное оборудование $K_{\text{ОБ}}$ и капитальных вложений на выполнение строительного-монтажных работ $K_{\text{СМР}}$:

$$K_{\text{СТР}} = K_{\text{ОБ}} + K_{\text{СМР}} \quad (2)$$

Объекты вспомогательной инфраструктуры, неамортизированные строительные механизмы и транспорт, объекты социального и экологического назначения впоследствии могут быть проданы другим ведомствам и фирмам, а выручка от их реализации $K_{\text{ВОЗВ}}$ распределена между инвесторами. В этом случае капитальные вложения в энергетический объект будут меньше инвестиций на величину возвратных сумм

$$K = K_{\text{ИНВ}} - K_{\text{ВОЗВ}} \quad (3)$$

При комплексном использовании возобновляемых ресурсов (например, гидроэнергетических) капитальные вложения, отнесённые на энергетику, $K_{\text{Э}}$ составляют часть от капиталовложений в энергетический объект K

$$K_{\text{Э}} = \alpha_{\text{Э}} \cdot K, \quad (4)$$

где $\alpha_{\text{Э}} < 1,0$ – доля энергетики в общих капиталовложениях.

При строительстве тепловых и атомных электростанций должны быть предусмотрены капитальные вложения в сооружения по утилизации отходов энергетического производства (на ТЭС это золы, шлаки и т.д., а на АЭС – отработанное ядерное топливо), а также капитальные вложения, связанные с ликвидацией объекта.

Одной из основных технико-экономических характеристик электростанций и энергетических установок НВИЭ является понятие удельных капитальных вложений в киловатт установленной мощности

$$k = \frac{K_э}{N_{уст}}, \quad (5)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность электростанции (мощность брутто), кВт. Для российских условий удельные капитальные вложения в различные традиционные электростанции приведены в табл. 3.2.

$$k = \frac{K_э}{N_{уст}}$$

Таблица 3.2

Удельные капиталовложения в различные типы традиционных электростанций

Тип электростанции	ГЭС	ГАЭС	ГТУ	КЭС	АЭС
Россия					
k , долл./кВт (2000 г.)	700-3000	700-2500	250-300	550-750	1000-2500
США					
k , долл./кВт (1984 г.)	570-1920	722-1036	..	817-1916	1840-2773

Примечание: КЭС на газе 550-750 долл./кВт, КЭС на угле – 1000-1100 долл./кВт.

Также используется понятие удельные капитальные вложения в киловатт дополнительной мощности установки НВИЭ

$$K_э = K_0 + \alpha \cdot N_{уст} \quad (6)$$

$$\alpha = \frac{K_2 - K_1}{N_2 - N_1}$$

где K_0 – стоимость основных сооружений установки НВИЭ, α – величина капиталовложений в киловатт дополнительной мощности.

Таблица 3.3

Удельные капиталовложения в различные типовые группы технологий ТЭС, долл.1991 года/кВт

	Вид топлива	Тип существующего оборудования	Удельные капвложения		Тип нового оборудования	Удельные капвложения	
			Продление срока службы	Модернизация оборудования		Замена с прогрессивным оборудованием	Новое строительство
1	Газ, мазут	К-1200-240, К-800-240, К-300-240*	110	340	ПГУ-325	390	600
2	Газ, мазут	К-200-130, К-150-130	105	320	ПГУ-170	390	600
3	Газ, мазут	Мелкое конденсационное оборудование 90 атм и ниже	170	505	ПГУ-170	390	600
4	Уголь	К-800-240, К-500-240, К-300-240	145	440	К-500-300	745	1150
5	Уголь	К-200-130, К-150-130	155	465	ЦКС на 130 ата	625	960
6	Уголь	Мелкое конденсационное об-е на 90 атм и ниже	230	700	ЦКС на 90 ата	935	1440
7	Газ, мазут	Т-250-240	130	390	ПГУ-325	450	690
8	Газ, мазут	Т-180, 175, 100, 50-130 и ПТ-140, 80, 60-130	125	370	ПГУ-170	450	690
9	Газ, мазут	Мелкое конденсационное оборудование 90 атм и ниже	195	580	Мелкие ГТ	455	-
10	Уголь	Т-250-240	185	550	Т-250-240	-	1225
11	Уголь	Т-180, 175, 100, 50-130 и ПТ-140, 80, 60-130	195	585	ЦКС на 130 ата	780	1200
12	Уголь	Мелкое конденсационное оборудование 90 атм и ниже	290	870	ЦКС на 90 ата	1170	1800

*Удельные капиталовложения в новую КЭС с блоками К-300-240 на газе принимались 750 долл./кВт, на угле 980 долл./кВт.

Таблица 3.4

*Оценка удельных капитальных вложений в установки НВИЭ
для Европейского рынка, Евро/кВт*

Тип установки НВИЭ	Оценка 2015 год	Прогноз на 2025 год
ВЭС	1000	700
ГЭС	1200	1000
ФЭС	5000	2500
Геотермальные	2500	1500
Солнечные коллектора	400 Евро/м ²	200 Евро/м ²

Таблица 3.5

*Оценка удельных капитальных вложений в установки НВИЭ и
ожидаемой цены производства энергии
для Южно-американского рынка*

Тип установки НВИЭ	Удельные капиталовложения, долл./кВт	Ожидаемая цена энергии, цент/кВт.ч
ВЭС	1100-1700	3-10
Крупные ГЭС	1000-3500	2-8
Малые ГЭС	1200-3000	3-10
ФЭС		5-25
СЭС, работающая по термодинамическому циклу	3000-4000	4-10
ТЭС на биомассе	900-3000	5-15
Геотермальные ТЭС	800-3000	1-8
Приливные ЭС	1700-2500	8-15
Волновые ЭС	1500-3000	8-20
ЭС, использующие морские течения	2000-3000	5-7

Оценка капитальных вложений в новое оборудование

Капитальные вложения в новое оборудование установок НВИЭ могут быть определены по укрупнённым показателям по формуле:

$$K_{\text{ОБ}}^{\text{Н}} = C_0 \cdot (1 + \theta_{\text{ТР}} + \theta_{\text{С}} + \theta_{\text{М}}) + K_{\text{ОБ}}^{\text{ПОДГ}} + K_{\text{ОБ}}^{\text{НИР}} \quad (10)$$

где C_0 – оптовая цена оборудования, руб.;

$\theta_{\text{ТР}}$ – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, связанные с приобретением оборудования;

$\theta_{\text{С}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты на строительные работы;

$\theta_{\text{М}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты на монтаж и отладку оборудования;

$K_{\text{ОБ}}^{\text{ПОДГ}}$ – затраты на техническую подготовку, в том числе на проектирование оборудования (учитываются в том случае, если они не вошли в оптовую цену оборудования);

$K_{\text{ОБ}}^{\text{НИР}}$ – затраты на выполнение научных исследований при создании данного оборудования.

Оптовая цена оборудования определяется по региональным ценникам на текущий год или по базисной цене с учётом соответствующего индекса цен на применяемое оборудование

$$C_t = C_0 \cdot k_t \quad (11)$$

где C_t – цена оборудования в расчётном году, руб.; C_0 – базисная цена или цена в базисном году (2001, 1991, 1984 гг.); k_t – индекс цен на данное оборудование, учитывающий динамику изменения цен от базисного года.

Коэффициент $\theta_{\text{ТР}}$ следует принять равным 0,05 для оборудования с массой более 1 тонны и 0,1 для оборудования с массой менее 1 тонны.

Коэффициент $\theta_{\text{С}}$ следует принимается 0,02-0,08 в зависимости от массы и сложности оборудования.

Коэффициент $\theta_{\text{М}}$ принимается 0,1-0,15 в зависимости от оптовой цены оборудования.

Оценка капитальных вложений в оборудование при реконструкции

Капитальные вложения в новое оборудование при модернизации установок НВИЭ могут быть определены по формуле:

$$K_{\text{ОБ}}^{\text{МОД}} = K_{\text{ОБ}}^{\text{Н}} + K_{\text{ДЕМ}} + K_{\text{ОСТ}} \quad (12)$$

где $K_{\text{ОБ}}^{\text{Н}}$ – капитальные вложения в новое оборудование с учётом затрат на его установку, руб.;

$K_{\text{ДЕМ}}$ – затраты на демонтаж заменяемого оборудования;

$K_{\text{ОСТ}}$ – остаточная стоимость части заменяемых действующих основных фондов, которые не могут быть использованы в новом варианте.

Затраты на демонтаж определяются по соответствующим СНИПам. Ориентировочно они могут быть определены по формуле:

$$K_{\text{ДЕМ}} = \theta_{\text{ДЕМ}} \cdot K_{\text{ОБ}} \quad (13)$$

где $K_{\text{ОБ}}$ – первоначальная стоимость заменяемого оборудования;

$\theta_{\text{ДЕМ}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты на демонтаж оборудования.

Остаточная стоимость определяется по формуле:

$$K_{\text{ОСТ}} = K_{\text{БАЛ}}(1 - p_a T) \quad (14)$$

где $K_{\text{БАЛ}}$ – балансовая стоимость действующих основных фондов, руб.;

p_a – норма отчислений на амортизацию;

T – фактический срок службы оборудования, лет.

Капитальные вложения в реконструкцию ГЭС

При отсутствии достоверной информации важную роль играет экспертная оценка затрат на техническое перевооружение. Для проведения такой оценки необходимо иметь укрупнённые показатели по различным вариантам реконструкции ГЭС.

Определение укрупнённых показателей должно базироваться на конкретных проектах при их полной или частичной реализации. Степень достоверности укрупнённых показателей, в основном, определяется величиной ряда рассмотренных проектов технического перевооружения гидроэлектростанций. Формирование обоснованного ряда ГЭС – представителей представляет самостоятельную задачу.

Концепция технического перевооружения действующих гидроэлектростанций предусматривает использование нескольких критериев, по которым определяется необходимость проектной оценки объёма технического перевооружения. На первом месте стоит срок службы оборудования и его фактическое состояние.

Анализ фактического состояния оборудования действующих гидроэлектростанций и сроков его службы показывает, что подавляющее

большинство ГЭС, которые могут рассматриваться как первоочередные объекты технического перевооружения, расположены в Северо-Западном регионе европейской части России.

Гидроэлектростанции европейской части страны за исключением отдельных ГЭС Колэнгеро, как правило, работают в остропиковой части графика нагрузки, что способствует повышенному износу оборудования. В связи с этим гидроэлектростанции-представители должны быть выбраны из числа ГЭС в европейской части России.

Особенностью гидроэлектростанций является их уникальность, которая определяется неповторимостью водно-энергетических и геолого-топографических условий их сооружения. Так как энергетические характеристики и типоразмеры основного гидросилового оборудования гидроэлектростанций не повторяются, выбор объектов-представителей должен осуществляться с соблюдением некоторых положений, которые охватывали бы основные зависимости, определяющие удельные показатели. Из практики проектирования гидроэлектростанций известно, что на удельные показатели наиболее существенное влияние оказывают следующие факторы: действующий напор; установленная мощность; количество агрегатов.

Объекты технического перевооружения, рассматриваемые как первоочередные, эксплуатируются в диапазоне напоров от 10 до 25 м, т. е. являются гидроузлами средне- и низконапорными и могут быть отнесены к одному напорному диапазону. Исключение составляют только гидроэлектростанции Нива-II с напором 38 м и Серебрянская ГЭС-1 с напором 80 м.

Установленная мощность гидроэлектростанций при одинаковом составе гидротехнических сооружений существенно влияет на удельные стоимостные показатели объекта. Это влияние может учитываться путём отнесения удельного показателя к единице установленной мощности, т.е. путём перехода к удельным приведённым показателям. Однако при этом не исключается и влияние других факторов, таких как единичная мощность агрегата или число агрегатов на ГЭС. Оптимальным в этих условиях может стать использование и анализ данных по гидроэлектростанциям с различным количеством однотипных агрегатов.

Количество агрегатов на отобранных объектах-представителях должно находиться на границах диапазона количества агрегатов рассматриваемых гидроэлектростанций, который колеблется от двух (на

ряде ГЭС) до двадцати (Волжские ГЭС), а основная масса гидроэлектростанций имеет три-четыре агрегата. Такими объектами могут быть Угличская и Рыбинская ГЭС, сооружение которых осуществлялось в одно время при одинаковых инженерных решениях и близких природных условиях и на которых установлено однотипное оборудование: гидротурбина типа К-91-В-900; гидрогенераторы типа СВ1250/170-96.

Гидротурбины на рассматриваемых ГЭС при одинаковой мощности 55 МВт работают при практически одинаковых значениях напоров: расчётный напор Угличской ГЭС – 13,0 м; расчётный напор Рыбинской ГЭС – 15,0 м. При этом на Угличской ГЭС установлено два агрегата, а на Рыбинской – шесть, т. е. количество агрегатов на выбранных ГЭС практически охватывает весь диапазон количества агрегатов, установленных на ГЭС, которые могут рассматриваться как первоочередные объекты реконструкции.

При оценке затрат на техническое перевооружение существенную роль играет и время сооружения объекта, так как, при прочих равных условиях это определяет объём реконструкции, т.е. глубину технического перевооружения. Чем больше срок службы гидроэлектростанций, тем больше затрат, в том числе проектных и научно-исследовательских, требуется для реализации реконструкции. Поэтому выбираемые объекты-представители должны охватывать по времени весь диапазон первоочередных объектов технического перевооружения, если нормативный срок службы установленного оборудования принять равным 30 годам.

Такими объектами могут быть: Нижне-Свирская ГЭС, находящаяся в эксплуатации с 1933 г.; Угличская и Рыбинская ГЭС, находящиеся в эксплуатации с 1940 и 1941 гг.; Цимлянская ГЭС, находящаяся в эксплуатации с 1954 г.

Для возможности проведения экспертной оценки стоимости технического перевооружения была проанализирована стоимость выполненных проектов реконструкции эксплуатирующихся гидроэлектростанций России и выведены удельные показатели в пересчёте на один агрегат и один киловатт установленной мощности (И.П. Иванченко, В.И. Платов). Удельные показатели стоимости реконструкции гидроэлектростанций взяты из предпроектных проработок и проектов, выполненных в 80-е и в начале 90-х годов XX века. Стоимостные показатели были приведены к базовым ценам 1984 г. И пересчитаны в ценах 2001 г. Результаты расчётов (базовые показатели стоимости рекон-

струкции гидростанций) приведены в табл. 3.6. Эти базовые стоимостные показатели предлагаются для экспертной оценки стоимости технического перевооружения ГЭС со сроком службы выше нормативного.

3.3. Амортизация производственных фондов

Процесс переноса стоимости основных производственных фондов на продукцию происходит в течение всего срока службы оборудования и называется амортизацией:

$$I_A = \frac{K_0 - K_L}{T_{СЛ}}, \quad (15)$$

$$\alpha_A = \frac{K_0 - K_L}{K_0 \cdot T_{СЛ}}. \quad (16)$$

Часть первоначальной стоимости, переносимая на продукцию в течение одного года, представляет собой амортизационные отчисления (I_A):

$$I_A = \frac{K_0 - K_L}{T_{СЛ}} = \alpha_A K_0 \quad (17)$$

$$\alpha_A = \frac{K_0 - K_L}{K_0 T_{СЛ}} = \frac{1}{K_0 T_{СЛ}} (K_0 - K_L) \quad (18)$$

где α_A – норма амортизационных отчислений от первоначальной стоимости основных фондов;

K_0 – первоначальная стоимость основных фондов;

K_L – ликвидная стоимость оборудования;

$T_{СЛ}$ – срок службы основных фондов.

Амортизационные отчисления производятся ежегодно, и через период времени, равный сроку службы $T_{СЛ}$ накопится сумма, равная первоначальной стоимости основных фондов K_0 (за вычетом ликвидной стоимости – K_L). Понятие ликвидной стоимости по-разному трактуется специалистами. Одни предлагают рассчитывать её как неамортизированную часть первоначальной стоимости, другие считают необходимым учитывать возможность продажи изношенного (возможно, отремонтированного) оборудования, и тогда ликвидная стоимость –

цена этой продажи. В пользу такого мнения выступает тот факт, что оборудование может ликвидироваться не потому, что оно физически неработоспособно, а в связи с моральным старением.

Если оборудование в процессе производства полностью изнашивается и ликвидная стоимость очень мала (практически стоимость металлолома, если оборудование металлическое), то расчёт нормы амортизации можно представить упрощённо: при $K_{л} = 0$ (при полном износе основных фондов)

$$\alpha \approx 1/T_{сл} \quad (19)$$

Энергетика является очень капиталоемкой отраслью материального производства, на каждого энергетика приходится больше производственных фондов (показатель фондовооружённости), чем на работника в других отраслях промышленного производства.

Разные виды основных фондов по-разному участвуют в материальном производстве: одни непосредственно (машины, оборудование и т.п.), другие лишь создают условия для производственных процессов (здания, сооружения и др.). Поэтому они и подразделяются на активные и пассивные. Очевидно, что активные фонды изнашиваются быстрее, интенсивнее, чем пассивные, и потому норма их амортизации больше. В энергетике доля активных фондов соотносится с пассивными как 3:1 или 4:1. Это требует постоянного обновления основных фондов, особенно их активной части.

При исчислении величины амортизационных отчислений необходимо периодически переоценивать основные фонды, что особенно актуально в условиях инфляции, и соответственно рассчитывать амортизационные отчисления от новой, переоценённой стоимости.

Амортизационные отчисления производятся от первоначальной стоимости основных фондов, но по мере переоценки они ведутся от балансовой стоимости, т.е. величины, числящейся на бухгалтерском балансе. При проведении экономической реформы 1992 г. И последующем резком изменении масштаба цен переоценка проводилась регулярно, иногда по несколько раз в год.

Таблица 3.6

Базовые показатели стоимости реконструкции гидростанций

Наименование затрат	Нижне-Свирская ГЭС		Углическая ГЭС		Рыбинская ГЭС		Цимлянская ГЭС		Обобщённый показатель	
	на 1 кВт, руб.	на один агрегат, тыс. руб.	на 1 кВт, руб.	на один агрегат, тыс. руб.	на 1 кВт, руб.	на один агрегат, тыс. руб.	на 1 кВт, руб.	на один агрегат, тыс. руб.	на 1 кВт, руб.	на один агрегат, тыс. руб.
Общие затраты	6615	145500	10780	592900	8934	491400	6398	319900	8182	387400
Производственные затраты:	6615	145500	10230	562700	7941	436800	6172	308600	7740	363400
– основные фонды	6013	132300	8225	468900	6617	364000	5302	265100	6615	307600
– оборотные фонды	5308	116800	7347	404100	5599	308000	4881	244100	5784	268200
Основное оборудование:										
– турбина	3548	78070	2183	120100	2183	120100	1658	82940	2393	100300
– генератор	–	–	1987	109300	1957	107600	1572	78620	1839	98510
– электротехническое, в том числе трансформатор	278	6117	679	37360	423	23240	458	22910	460	22410
– механическое	629	13830	624	34320	366	20120	222	11150	460	19860

Понятие «срок службы» предусматривает физический износ фондов, в результате которого они (здания, сооружения, оборудование) становятся физически неработоспособными, и моральное старение фондов, когда они как бы «выходят из моды». Различаются:

- моральный износ 1-го рода, когда появляется точно такое же оборудование, но продаваемое по более низкой цене, вследствие чего амортизационные отчисления на их износ могли бы быть меньшими;
- моральный износ 2-го рода, когда на рынке появляется оборудование того же назначения, но с улучшенными технико-экономическими характеристиками, более экономичное, например, с меньшим удельным расходом топлива или энергии на единицу продукции, т.е. его применение сокращает эксплуатационные расходы.

Если учитывать не только физический, но и моральный износ, то срок службы становится не реальным календарным понятием, а технико-экономической категорией, нужной для расчёта норм амортизации.

Нормы амортизации разрабатываются и диктуются государством централизованно, так что реальные собственники не могут их менять по собственному усмотрению, стремясь к ускоренной амортизации оборудования для его скорейшего обновления.

Поскольку срок службы оборудования $T_{сл}$ является важной экономической категорией и зависит не только от времени полного физического, но и морального износа, в последнее время некоторым собственникам (поддержка малого и среднего бизнеса) разрешена ускоренная амортизация некоторых видов оборудования. Тогда возможна обратная постановка вопроса: сколько времени должно прослужить оборудование, если производитель считает нужным, чтобы оно побыстрее амортизировалось, и чтобы через сравнительно небольшой период купить новое?

При этом старое, но ещё работоспособное оборудование можно продать, выручив некоторую сумму K_L большую, чем стоимость металлолома. Очевидно, здесь владелец должен задаться той стоимостью оборудования, которая все же должна быть перенесена на продукцию, оправдав его приобретение I_A

$$T_{сл} = \frac{K_0 - K_L}{I_A} \quad (20)$$

Величины норм амортизации по некоторым производственным фондам приведены в Приложении 1. В ряде случаев при реконструкции и модернизации основных средств начисление амортизации приостанавливается.

До 1 января 1998 г. Действовал только один способ начисления амортизации – линейный, начисление амортизации при котором осуществлялось в соответствии с Едиными нормами амортизационных начислений на полное восстановление основных фондов народного имущества, утверждёнными Советом Министров СССР от 22 октября 1990 г. № 1072 (далее – Единые нормы амортизационных отчислений).

С 1 января 1998 г. Были введены четыре способа расчёта издержек на амортизацию: линейный, способ уменьшения остатка; способ списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования; способ списания стоимости пропорционально объёму продукции (работ).

Таким образом, у предприятия появилось право выбора способа начисления амортизационных отчислений по основным средствам зависимости от финансово-экономического состояния.

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое основные производственные фонды?
2. Что такое восстановительная стоимость?
3. Что такое капитальные вложения в производство?
4. Что такое амортизация производственных фондов?

Глава 4. ОБОРОТНЫЕ ФОНДЫ И СРЕДСТВА ОБРАЩЕНИЯ

Для того чтобы установка НВИЭ начала работать, недостаточно иметь только производственные мощности. Необходимы сырье, материалы и другие средства для производства энергии, называемые предметами труда. Эти затраты впоследствии будут компенсированы после реализации продукции. Но в начале эти средства отсутствуют и приходится их авансировать – создавать оборотные фонды и средства.

Оборотные средства – это авансированный капитал, который полностью поглощается в процессе производства. Они примерно равны величине эксплуатационных расходов за один их оборот. Оборотные средства состоят из **оборотных фондов и средства обращения** в денежном выражении. При этом одна часть их функционирует в **сфере производства**, другая – в **сфере обращения**.

Оборотные фонды – часть производственных фондов предприятий, целиком потребляемая в одном производственном цикле и полностью переносящая свою стоимость на производимый продукт. В энергетике они включают сырье, топливо, вспомогательные материалы, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы, незавершённое производство и полуфабрикаты собственного изготовления.

Наряду с оборотными фондами, занятыми в **сфере производства** (топливо, вспомогательные материалы и т.п.), предприятие располагает средствами, находящимися в **сфере обращения** (деньги в банке, абонентская задолженность за потреблённую энергию и т.п.), т.е. **фондами обращения**.

Оборотные фонды и фонды обращения, выраженные в денежной форме, составляют **оборотные средства предприятия**. Их характеристика для некоторых энергетических предприятий дана в табл. 4.1.

Оборот – это время между получением платежей за произведённую и проданную продукцию. Отношение календарного времени (года) ко времени оборота называется **скоростью оборота**

$$n_{\text{ОБ}} = \frac{T_{\text{К}}}{T_{\text{ОБ}}} . \quad (21)$$

Таблица 4.1

Структура нормируемых оборотных средств энергетических предприятий, % (с округлением)

Оборотные средства	Энергосистемы	ТЭС	ГЭС
Сырьё, основные материалы	1		
Вспомогательные материалы	19	15	23
Топливо	25	42	–
Запасные части	20	20	38
Малоценные и быстроизнашиваемые предметы	20	16	30
ИТОГО, производственные запасы	85	93	91
Абонентская задолженность	13	–	–
Прочие нормируемые оборотные средства	2	7	9
ВСЕГО	100	100	100

Например, величина оборотных средств в котельных определяется стоимостью запаса топлива (70-80% от суммы оборотных средств), размеры которого должны предусматривать работу котельной в течение месяца (не считая аварийного запаса). При двухнедельной оплате потребителями отпущенного тепла этот запас мог бы стать вдвое меньшим.

Как указывалось выше, состав оборотных фондов и средств почти такой же, как и состав годовых издержек производства (годовых эксплуатационных расходов). Однако здесь необходимо предусмотреть только самые неотложные платежи – на приобретение средств труда (основных и вспомогательных сырья, материалов, топлива, энергии, воды и т.п.) и покрытие некоторой части прочих (в энергетике – общесистемных, обще станционных или общесетевых) расходов. Отчисления в амортизационный и ремонтный фонды, оплату части налогов, включаемых в себестоимость, и процентов по кредитам можно производить за пределами времени оборота, в течение года (на практике, один раз в году). Отсюда следует состав оборотных фондов и средств и его отличие от состава издержек.

Таким образом, **оборотные фонды** ($F_{\text{ОБ}}$, руб.) можно и целесообразно представить в виде следующего выражения:

$$F_{\text{ОБ}} = \frac{И - И_{\text{А}} - И_{\text{Р}} - И_{\%} - И_{\text{Н}}}{n_{\text{ОБ}}} \quad (22)$$

где $n_{\text{ОБ}}$ – скорость оборота, оборотов/год;

T_K – календарное время, год;

T_{OB} – время оборота, доли года или месяцы;

I – годовые издержки производства, руб./год;

I_P – годовые отчисления в ремонтный фонд, руб./год;

I_A – годовые амортизационные отчисления, руб./год;

$I_{\%}$ – годовые расходы по оплате процентов по кредитам банка (если эти расходы разрешено включать в издержки), руб./год;

I_N – сумма налогов, оплачиваемых из себестоимости производства, руб./год.

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое оборотные средства?
2. Что такое оборотные фонды?
3. Что такое экономический оборот?

Глава 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УСТАНОВОК НЕТРАДИЦИОННОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Экономика установок НВИЭ может оцениваться с двух различных позиций. В первом подходе рассматривается экономическая эффективность производства электроэнергии в целом для общества различными энергетическими технологиями. Основное внимание в этом подходе уделяется оценке стоимости производства энергии с помощью определенной энергетической технологии. При этом исключаются такие факторы как налоги, инфляция и другие.

Во втором подходе рассматривается экономическая эффективность с позиций частного инвестора, вкладывающего средства в установку НВИЭ с целью получения прибыли. Для инвестора важны такие факторы как инфляция, банковские ставки по кредитам, период амортизации и т.д. В этом подходе акцент делается на анализе потока наличности проекта. С учётом этого экономика установок НВИЭ может существенно отличаться для разных стран, имеющих разные условия (инфляция, налоги и т.д.).

В ном разделе рассматривается экономика установок НВИЭ в целом для общества.

5.1. Ветровые электростанции

Некоторые зарубежные энергетические агентства, не связанные с ветроэнергетикой, полагают, что во многих странах ветровая энергия в ближайшее время будет конкурировать с традиционными технологиями, использующими ископаемые виды топлива, а также с АЭС, если в цену производства энергии добавить внешние издержки или социальные издержки

Цена производства энергии на ВЭС определяется следующими основными факторами:

1. Общими капитальными вложениями, которые включают производство, транспортировку и монтаж ветровых турбин.

2. Дополнительными капитальными вложениями на строительство фундамента, электрическое оборудование, присоединение к сети, консультации(согласования) разного рода, на аренду, расходами на инфраструктуру и т.д.
3. Издержки на эксплуатацию и обслуживание.
4. Средними скоростям ветра в указанном районе на высоте оси рабочего колеса.
5. Готовностью оборудования.
6. Техническим и экономическим сроком службы.
7. Реальной процентной ставкой.

Рассмотрим эти факторы, определяющие цепу производства электроэнергии на ВЭС, более подробно.

1. Капитальные вложения в строительство ВЭС существенно отличаются для континентальных и морских ВЭС. Осреднённое распределение суммарных капитальных вложений по статьям дано в табл. 5.1. Цифры получены для условий Дании. Для морских ВЭС капитальные вложения выше, чем для континентальных. Стоимость фундамента намного выше, также высока стоимость подводного кабеля, соединяющего ветровые турбины с сетью.

Таблица 5.1

Структура капитальных вложений в ВЭС, % с округлением

Составляющая капитальных вложений	Континентальные	Морские
Ветровые турбины	80	40
Фундаменты	4	23
Электрическое оборудование	2	4
Присоединение к сети	9	21
Консультации	1	10
Земля	2	–
Системы управления	–	2
Финансовые расходы	1	–
Дороги	1	–
ВСЕГО	100	100

Примеры разных типов ВЭС (континентальной и морской) показаны на рис. 5.1 и рис. 5.2. Примерные капитальные вложения для ВЭУ

мощностью 1 МВт даны в табл. 5.2 (для условий Швеции, 2005 г.). В табл. 5.3 показаны удельные капитальные вложения при высоте башни в 60 м. Для других стран эти данные могут отличаться.

Фундаменты. Их стоимость меняется незначительно для разных производителей. Стоимость фундамента на скальном основании и на песчаном примерно одинаковы. Производитель турбин должен дать техническую спецификацию для фундаментов (размер, вес и т.д.). Для морских ВЭС фундаменты являются намного более дорогими компонентами.

Дороги и прочее. Стоимость дорог зависит от размера и веса турбин, грунтовых условий и длины дорог. Во многих случаях достаточно реконструировать существующие дороги, так чтобы Пазовики и мобильный кран могли подъехать к месту строительства ВЭУ. Часто проще и дешевле построить дороги, когда почва тяжелая и сухая.



Рис. 5.1. Континентальная ВЭС во Франции



Рис. 5.2. Морские ВЭС

Таблица 5.2

*Капитальные вложения в ВЭУ мощностью 1 МВт
при высоте башни в 60 м*

Составляющая капитальных вложений	1000 евро	1000 долл.
Ветровая турбина	860	1,040
Фундамент	65	78
Дороги и прочее	11	13
Присоединение к сети	65	78
Земля	27	32
Развитие проекта	22	26
ВСЕГО	1,050	1,267

Таблица 5.3

Удельные капитальные вложения в ВЭУ при высоте башни 60 м

Составляющая капитальных вложений	евро/кВт	дол л./к Вт
Ветровая турбина	860	1040
Фундамент	65	78
Дороги и прочее	27/м	33/м
Присоединение к сети	38/м	45/м
Земля	27	32

Присоединение к сети. Для присоединения ветровых турбин к электрической сети, необходим трансформатор, кабель и производство электромонтажных работ. Стоимость присоединения зависит от размера и модели турбины, расстояния до сети и напряжение сети.

Земля. Если собственник земли устанавливает ветровую турбину на своей земля, то стоимость будет незначительной, так как небольшая площадь будет необходима для фундамента и дорог. Однако, ветровые турбины часто строятся на земле, взятой в аренду. В этом случае заключается и подписывается договор па аренду земли, который будет давать собственнику турбин право на использование земли для ветровых турбин в течении 25-30 лет.

Укрупнено стоимость ветровых турбин составляет около 350 Евро/м² ротором площади. Предполагая, что удельная мощность составляет 450 Вт/м², получим стоимость за 1 кВт установленной мощности и около 780 Евро/кВт. Установленная мощность должна быть

определённым образом согласована со скоростью ветра и ометаемой площадью для достижения оптимального энергетического выхода. Реально оценки удельной стоимости за 1 м² ометаемой поверхности имеют разброс в ±20% по отношению к базовой оценке.

2. На основе анализа построенных континентальных ВЭС получено, что дополнительные капитальные вложения зависят от местных условий, таких как грунты, условия для строительства дорог, близость расположения ЛЭП, усилия, необходимые для приобретения земли и поддержка в преодолении возможного общественного сопротивления. Исследования показывают, что эти затраты могут достигать примерно 25% от капитальных вложений в ветровые турбины.

3. Издержки на эксплуатацию и обслуживание включают обслуживание, расходные материалы, запасные части, страховку, административные расходы, аренду земли под ВЭС и др. Датский и немецкий опыт эксплуатации показывает, что средняя цена эксплуатации и обслуживания ветровых турбин находится в диапазоне от 0,6 до 1 Евроцента/кВт·ч. Причем страховка составляет примерно половину. Для машин со сроком эксплуатации 10 лет и более издержки на эксплуатацию и обслуживание возрастают до 1,5-2 Евроцентов/кВт·ч.

Издержки на обслуживание ВЭС будут возрастать с возрастом (табл. 5 4) Поэтому экономический срок службы может быть короче технического срока службы. После 15-20 лет издержки на обслуживание могут стать высокими, что сделает необходимым замену турбин новыми и более эффективными. В экономических расчетах обычно рассматривают 20 лет.

Таблица 5.4

Годовые издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭУ в отношении к капитальным вложениям, для ветроагрегатов мощностью 600 кВт

Период от начала эксплуатации, лет	1-2	3-5	6-10	11-15	16-20
Издержки, %	1,0	1,9	2,2	3,5	4,5

4. Готовность к, определяется как способность ВЭУ производить электроэнергию при скоростях ветра от скорости трогания до буревой. Для современных ВЭС это значение составляет около 0,98.

5. Технический срок службы современных ВЭУ составляет 20-25 лет. Однако, это не исключает замены некоторых узлов до истечения

этого срока. Выбор экономического срока службы определяется моделью оценки, типом инвестора и его финансовой стратегией.

6. Для выполнения экономического анализа, необходимо получить реалистические оценки выработки электроэнергии ВЭУ в выбранном районе ВЭС. Это можно сделать с помощью Атласа ветров и программ WindPRO WAsP или других, а также на основании измерения скоростей ветра. В результате вычислений будут получены значения выработки электроэнергии ВЭУ (кВт·ч) в нормальном по ветровым условиям году, т.е. среднем за срок службы ВЭУ.

Средние годовые скорости ветра в районе строительства ВЭС являются очень важной характеристикой для оценки цены производства энергии на ВЭС. Как правило, годовая выработка энергии современными ВЭУ может быть приближенно оценена по формуле.

$$E = \mu k_l V^3 S_{ВЭУ}, \quad (23)$$

где μ – постоянный коэффициент.

Эта формула показывает, что выработка электроэнергии определяется площадью сметаемой поверхности $S_{ВЭУ}$ и на высоте оси ВЭУ и формой кривой повторяемости скоростей ветра. Эти кривые найдены для различных областей мира. В формуле (23) средняя годовая скорость ветра на высоте оси агрегата с горизонтальной осью вращения.

В наилучших местах Голландии, Дании и Германии годовая выработка выше $1000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ ($1000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ соответствует годовой скорости немного выше $5 \text{ м}/\text{с}$ на высоте 10 м для средней новой ВЭУ). Средняя нормализованная (для нормального ветрового года) годовая выработка всеми ветровыми турбинами в Дании в период 1996-98 гг. составила $937 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$.

Цена производства энергии на ВЭУ может быть вычислена, исходя из следующих допущений:

- капитальные вложения в ветровую турбину с учетом транспортировки и монтажа – $350 \text{ Евро}/\text{м}^2$;
- дополнительные капитальные вложения на проектные и изыскательские работы – 25% от капитальных вложений в турбину или $I_{ВЭУ}=1,25 \cdot 350=437,5 \text{ Евро}/\text{м}^2$;
- издержки эксплуатации и обслуживания – $u_3=1 \text{ Евро-цент}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$;
- готовностью – $k_r=98\%$;
- экономический срок службы – $T_{рз} = 20 \text{ лет}$;

– реальная процентная ставка – r , %.

Цена производства энергии на ВЭУ $C_{\text{ВЭУ}}$ (Евро/кВт·ч) может быть приближённо определена по выражению

$$C_{\text{ВЭУ}} = \frac{100 CRF(r, T_{\text{рэ}}) I_{\text{ВЭУ}}}{E} + u_{\text{э}} \quad (24)$$

где CRF – коэффициент аннуитета;

$I_{\text{ВЭУ}}$ – общие капитальные вложения на 1 м² площади ротора;

$u_{\text{э}}$ – готовность ВЭУ;

E – годовой объем производимой на ВЭУ электроэнергии, кВт·ч/м²;

$u_{\text{э}}$ – издержки эксплуатации и о обслуживания ВЭУ, Евро-цент/кВт·ч.

5.2. Гидроэлектростанции

5.2.1. Модель оценки капитальных вложений в строительство гидроэлектростанций

На предварительной стадии технико-экономического анализа проектов гидроэлектростанций очень важно иметь возможность приближенно определять их стоимость. В процессе технико-экономического обоснования, проектирования и строительства стоимость ГЭС уточняется. Удельные капитальные вложения в ГЭС с увеличением мощности имеют тенденцию снижения. Капитальные вложения в здание ГЭС при фиксированной мощности имеют тенденцию уменьшения при увеличении напора. Поэтому общие капитальные вложения K в проект ГЭС, включая все составляющие, за исключением капитальных вложений в ЛЭП, будут функцией вида:

$$K = \alpha \left(\frac{N}{H^\beta} \right)^\gamma \quad (25)$$

где N – установленная мощность;

H – напор;

α , β , γ – неизвестные, которые могут быть получены на основе анализа капитальных вложений в построенные ГЭС.

Величину $\frac{N}{H^\beta}$ называется параметр Гордона. Первоначально идея поиска зависимостей типа (25) принадлежит Гордону. Им же был выполнен такой анализ для зарубежных ГЭС, построенных до 1971 года и в период 1971-1982 гг. Коэффициенты в (25) были также уточнены авторами и составили для первого периода: $\alpha = 11,3 \cdot 10^6$, $\beta=0,19$, $\gamma=0,78$.

На втором этапе анализа все данные по стоимостям ГЭС были приведены к ценам 1982 года и 2003 года с учетом инфляции. Всего было 159 ГЭС. Таким образом, для определения наиболее вероятной стоимости ГЭС можно использовать уравнение (25) при $\alpha = 9,1 \cdot 10^6$, $\beta=0,21$, $\gamma=0,8$. Минимальная оценка капитальных вложений в проект ГЭС может быть найдена при $\alpha = 5,5 \cdot 10^6$, а максимальная при $\alpha = 12,7 \cdot 10^6$.

При выполнении мастер-плана по развитию энергетики Карелии фирмой IVO International было указано на хорошее совпадение оценок стоимости ГЭС, полученных по формуле Гордона (1982 г.), с фактическими капитальными вложениями в ГЭС Финляндии (1993 г.).

Таким образом, на основе проведенного анализа получена следующая формула оценки наиболее вероятной стоимости проектов ГЭС:

$$K_1 = 9,1 \Theta \left(\frac{N_1}{H_1^{0,21}} \right)^\gamma, \quad K_1 = \frac{K}{K_0}, \quad N_1 = \frac{N}{N_0}, \quad H_1 = \frac{H}{H_0} \quad (26)$$

где K – капитальные вложения в ГЭС (млн.долл.);

N – установленная мощность ГЭС (кВт);

H – напор (м);

K_1, N_1, H_1 – безразмерные параметры,

$K_0 = 1$ млн. долл., $N_0 = 1$ кВт, $H_0 = 1$ м – базисные параметры;

Θ – коэффициент, учитывающий местные условия. Для северо-запада этот коэффициент рекомендуется брать равным 0,7. Сопоставление оценок стоимости перспективных ГЭС Карелии дано в табл. 5.5.

5.2.2. Малые гидроэлектростанции

Для МГЭС характерна иная, чем для крупных ГЭС, структура затрат. На рис. 5.3 дано сравнение структуры затрат в крупную и малую ГЭС по данным Международной энергетической комиссии (МЭК).

Структура затрат, полученная в результате проектных проработок по 50 малым ГЭС Финляндии приведена в табл. 5.6.

Таблица 5.5

Сопоставление результатов (формула 26) с другими оценками стоимости перспективных ГЭС Карелии

	Мощность ГЭС, МВт	Напор, м	Коэффициент Гордона	Стоимость ГЭС, млн.долл.	Стоимость ГЭС (26), млн.долл.
Белопорожская ГЭС, р. Кемь	130	18,5	70,44	150/226	196,69
Морская ГЭС, р. Кемь	33	7,5	21,61	60/80*	75,93
Верхне-Вамская ГЭС, р.Водла	11	16	6,15	31/35	27,56
Средне-Вамская ГЭС, р. Водла	14	18	7,63	42/42	32,81
Нижне-Вамская ГЭС, р. Водла	14	18	7,63	42/42	32,81
Средне-Водлинская ГЭС, р. Водла	31,6	26	15,94	64/76	32,81
Пудожская ГЭС, р. Водла	20,6	14	11,84	53/59	46,74
Железнопорожская ГЭС, р. Чирко-Кемь	16	15,2	9,04	40/46	37,71
Ялганьпорожская ГЭС, р. Чирко-Кемь	13	18,7	7,03	35/59	30,71
Белопорожская ГЭС р. Кемь	87	18,5	47,14	136,7	142,32
Хямекоски-1 ГЭС, р. Янисйоки	10,1	15,9	5,65	32	25,76
Хямекоски-2 ГЭС, р. Янисйоки	7,2	12,4	4,24	18/17	20,45
Харлу-1 ГЭС, р. Янисйоки	5,7	9,8	3,53	15*	17,63
Хаолу-2 ГЭС, р. Янисйоки	3,4	5,8	2,35	11/11*	12,71
Суурийоки ГЭС, р. Тулемайоки	1,9	12,5	1,12	6	6,98
Пиенийоки ГЭС, р. Тулеймайоки	1,8	11	1,09	6	6,83
Игнойла ГЭС, р.Шуя	2,7	8,5	1,72	9	9,89
Питкякоски ГЭС, р. Китесйоки	1,8	27	0,90	5	5,87

На рис. 5.4 приведен разрез по зданию малой ГЭС Forshult, построенной в 1989-1991 годы в Швеции. Мощность этой МГЭС составила 13 МВт.

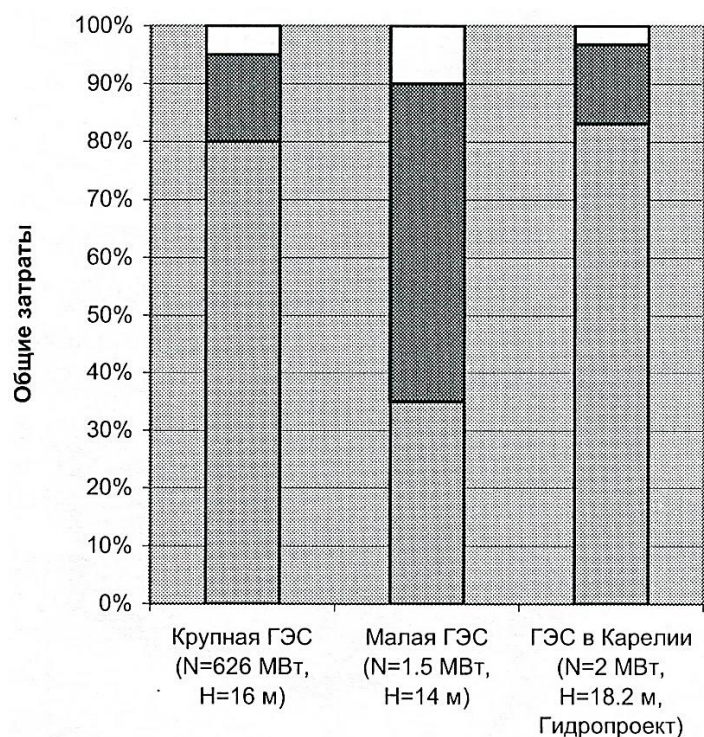


Рис. 5.3. Распределение затрат в крупные и мелкие ГЭС

□ – проектирование; ■ – оборудование;
 ■ – строительно-монтажные работы

Таблица 5.6

Структура затрат на МГЭС Финляндии

Мощность ГЭС, МВт	Стоимость строительства, %				
	Здание ГЭС	Плотины и водоводы	Механическое оборудование	Электрическое оборудование	Прочие расходы
менее 5	19	21	29	17	14
5-10	25	22	19	17	17
более 10	21	18	18	15	28

Стоимость строительства малой ГЭС может быть также получена по формуле (26). Для оценки минимальной стоимости может быть рекомендована следующая формула:

$$K = 5,6N^{0,76} \quad (27)$$



Рис. 5.4. Малая ГЭС Forshult, Швеция

Также для оценки минимальной стоимости МГЭС могут быть рекомендованы формулы Гордона-Ноэла.

$$K_2 = b \Theta \left(\frac{N_2}{H_1^{0,3}} \right)^{0,82}, \quad K_2 = \frac{K}{K_0}, \quad N_2 = \frac{N}{N_0}, \quad H_2 = \frac{H}{H_0} \quad (28)$$

где K - капитальные вложения в МГЭС (млн.долл.);

N – установленная мощность ГЭС (кВт);

H – напор (м);

K_2, N_2, H_2 – безразмерные параметры, K_0 – 1 млн. долл., N_0 – 1 кВт, H_1 – 1 м – базисные параметры;

$b = 0,0222$ – коэффициент, найденный Гордоном и Ноэлом;

Θ – коэффициент, учитывающий местные условия. Для микро-ГЭС до 100 кВт может также быть использована формула (28) с коэффициентом $b = 0,011$.

5.3. Солнечные электростанции

5.3.1. Экономические характеристики солнечных коллекторов

Основная проблема широкого использования солнечных тепловых установок связана с их экономической эффективностью и конкурентоспособностью по сравнению с традиционными системами, что определяется более высокой стоимостью энергии, вырабатываемой солнечными установками, чем получаемой при использовании традиционных топлив. Срок окупаемости солнечной тепловой установки можно определить по формуле:

$$t_{\text{ок}} = \frac{C}{E \text{ Ц}_T - \text{И}_{\text{ЭК}}} \quad (29)$$

где C – удельная стоимость солнечной установки, руб./м² или долл./м²;

E – годовое количество энергии, вырабатываемое солнечной установкой, кВт·ч/(м²·год);

Ц_T – стоимость энергии традиционного источника, руб./(кВт·ч) или долл./(кВт·ч);

$\text{И}_{\text{ЭК}}$ – издержки эксплуатации, руб./(м²·год) или долл./(м²·год).

Экономический эффект установки солнечных коллекторов в зонах централизованного энергоснабжения \mathcal{E} , выраженный в руб. или долл., может быть определен как стоимость энергии, произведенной с площади коллекторов S , м², за период работы после срока окупаемости установки:

$$\mathcal{E} = (t_{\text{сл}} - t_{\text{ок}}) E \text{ Ц}_T S \quad (30)$$

где $t_{\text{сл}}$ – технический срок службы установки.

В табл. 5.7 представлена стоимость систем солнечного теплоснабжения. Данные показывают, что отечественные разработки по своим стоимостным показателям в 2,5-3 раза превосходят зарубежные.

Значение стоимости отечественных солнечных коллекторов составляет $C = 2600-6500$ руб./м². Стоимость тепловой энергии в зонах централизованного теплоснабжения меняется в широких пределах в России и в среднем составляет примерно $\text{Ц}_T = 400-600$ руб./Гкал = 0,35-0,52 руб./(кВт·ч). Среднее по России значение годового поступления

солнечной энергии на горизонтальную поверхность может быть оценено величиной порядка $1500 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/(\text{м}^2\cdot\text{год})$ и, принимая оценку КПД $= 0,5$, получаем, в пренебрежении издержками, срок окупаемости для минимальных значений составит $t_{\text{ок}} = 10,2$ года. При этом следует отметить, что прогнозируемый срок службы коллекторов $t_{\text{сл}}$ составляет около 15 лет и, соответственно, прогнозируемый удельный экономический эффект (Δ/S) составит $1220 \text{ руб.}/\text{м}^2$. Солнечные коллекторы в зоне централизованного теплоснабжения уже доказали свою эффективность (солнечные приставки к котельным).

Гораздо больший экономический эффект имеют установки теплоснабжения от солнечных коллекторов в регионах, удаленных от централизованных энергосетей, которые в России составляют свыше 70 % ее территории с населением около 15-22 млн. человек. Эти установки предназначены для работы в автономном режиме на индивидуальных потребителей, причем потребности населения и хозяйства указанных регионов в тепловой энергии весьма велики. В то же время стоимость традиционных видов топлива намного выше их стоимости в зонах централизованного получения и распределения энергии из-за транспортных расходов и потерь топлива при транспортировке, т.е. в стоимость топлива в регионе $\text{Ц}_{\text{Тр}}$ включается региональный фактор r_p :

$$\text{Ц}_{\text{Тр}} = r_p \text{Ц}_{\text{Т}} \quad (31)$$

где $r_p > 1$ и для различных регионов может изменять свою величину.

В то же время удельная стоимость установки S почти не изменяется в сравнении с $\text{Ц}_{\text{Тр}}$. Поэтому, при замене $\text{Ц}_{\text{Т}}$ на $\text{Ц}_{\text{Тр}}$ в формулах (29), (30) рассчитываемый срок окупаемости автономных установок в зонах, удаленных от центральных сетей, уменьшается в r_p раз, а экономический эффект возрастает пропорционально r_p .

Таблица 5.7

Стоимости систем солнечного теплоснабжения

Наименование	Основные параметры	Удельная стоимость, долл./м ²	
		отечественные	зарубежные
Солнечные коллекторы	площадь Солнцеприемной панели 0,8-1,6 м ²	100-250	290-500
Системы горячего водоснабжения	на 1м ² установленных коллекторов	200-500	500-1000
Системы отопления и горячего водоснабжения	на 1м ² установленных коллекторов	600-1200	1500-2000

Решение вопроса об экономической целесообразности и эффективности использования солнечных коллекторов сильно зависит от местных социально-экономических и географических данных, а также от климатических данных по приходу солнечной энергии, по температуре, влажности и другим показателям окружающей среды.

В различных странах происходит постоянный рост производства солнечных коллекторов. В настоящее время их мировая установленная мощность (тепловая) оценивается в 3000 МВт. Площадь солнечных коллекторов в мире оценивается в 94 млн. м², а количество домов, в которых они установлены в 29 млн. В бывшем СССР максимальное годовое производство составляло 40 тыс. м коллекторов, а общая площадь установленных коллекторов, главным образом для горячего водоснабжения, достигла 250 тыс. м², однако их технический уровень был довольно низким. В России в настоящее время разработаны более совершенные конструкции, не уступающие зарубежным аналогам.

5.3.2. Солнечные тепловые электростанции

Классический пример использования тепловой энергии солнечного излучения представляет тепловая солнечная электростанция (СЭС), работающая на термодинамическом цикле. Зарубежный опыт создания СЭС показывает, что в перспективе такие с конкурентоспособными с традиционными источниками. На рис. 5.5 показана СЭС башенного типа мощностью 10 МВт (Калифорния, США). В табл. 5.8 приведена стоимость электроэнергии (средние данные по развитым странам) в 1998 году оценка на 2010 год.



Рис. 5.5. Солнечная электростанция башенного типа, Калифорния, США

Как видно к 2010 г. планируется принципиальное приближение СЭС, по стоимости вырабатываемой электроэнергии, к традиционным станциям на угле и газе.

Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии является одним из наиболее быстро развивающихся в мире направлений практического использования установок НВИЭ. С 1995 по 2000 гг. объем продаж фотоэлектрических модулей возрос с 80 до 288 МВт при среднем росте в 27 % в год. На 2003 год общая мощность установленных солнечных фотоэлектрических систем составляла свыше 1100 МВт (под мощностью понимается ее значение в стандартных условиях освещения АМІ, $T = 25^{\circ}\text{C}$). Годовая мощность производства фотоэлектрических модулей в мире оценивается примерно в 300 МВт. В России объем производства солнечных батарей составляет менее 1 % от мирового выпуска. На рис. 5.6 показана типичная солнечная фотоэлектрическая установка с плоскими кремниевыми модулями, имеющей КПД около 12 %.

Таблица 5.8

*Цена производства электроэнергии
на основе различных технологий*

Источник энергии	Цена производимой электроэнергии, цент/кВт·ч	
	1998 год	2010 год
Природный газ	4,5-8	3-4
Уголь	5,2-8	4-5
АЭС (на 2000 год сооружение новых АЭС не планируется)	4-8	
Солнечная тепловая энергия (СЭС) (с учетом дублирования путем использования природного газа)	8-10	5-6

Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии является одним из наиболее быстро развивающихся в мире направлений практического использования установок НВИЭ. С 1995 по 2000 гг. объем продаж фотоэлектрических модулей возрос с 80 до 288 МВт при среднем росте в 27 % в год. На 2003 год общая мощность установленных солнечных фотоэлектрических систем составляла свыше 1100 МВт (под мощностью понимается ее значение в стандартных условиях освещения АМІ, $T = 25^{\circ}\text{C}$). Годовая мощность производства фотоэлектрических модулей в мире оценивается примерно в 300 МВт. В России

объем производства солнечных батарей составляет менее 1 % от мирового выпуска. На рис.5.6 показана типичная солнечная фотоэлектрическая установка с плоскими кремниевыми модулями, имеющей КПД около 12 %.

Удельная стоимость мощности плоских модулей солнечных батарей на мировом рынке составляет менее 4 долл./Вт (2000 г., табл. 5.9), а стоимость фотоэлектрических установок составляет для автономных менее 8 долл./Вт и для присоединенных к сети около 4-5 долл./Вт. Стоимость электроэнергии, вырабатываемой модулями, колеблется в пределах 15-24 цент/кВт·ч, что превышает стоимость электроэнергии от традиционных источников.



*Рис. 5.6. Солнечные ФЭУ
с плоскими кремниевыми модулями*

Срок окупаемости солнечной фотоэлектрической установки $t_{ок}$ и экономический эффект установки солнечных батарей Э в зонах централизованного энергоснабжения определяются, как и для тепловой установки, по формулам (29), (30), а в регионах, удаленных от централизованного энергоснабжения, по тем же формулам с заменой C_T , на $C_{Tp}/$

Если принять стоимость электроэнергии в зонах централизованного электроснабжения примерно $C_T = 4$ цента/кВт·ч при среднем по России значении годового поступления солнечной энергии на горизонтальную поверхность около 1500 кВт·ч/(m^2 год), то, принимая оценку КПД $\eta=0,1$, получаем, даже при стоимости установки 5 долл./Вт, т.е. 500 долл./ m^2 , срок окупаемости установки $t_{ок} \sim 83,3$ года. В то же время срок службы модулей в настоящее время оценивается наиболее оптимистическим значением $t_{сл} = 20$ лет, а в перспективе до 2030 г. ожидается его увеличение до 30 лет. Это означает, что использование фото-

электрических солнечных установок в зонах централизованного электроснабжения в настоящее время является экономически нецелесообразным.

Однако, в России существуют! большие районы, формально находящиеся в зонах централизованных энергосетей, по остродефицитные по энергии, а в сегодняшних условиях цены на энергоносители постоянно растут и неравномерны по регионам, прежде всего, из-за сложности транспортировки. Наличие дефицита энергии, как правило, приводит к значительным потерям, в том числе материальным и финансовым. Это означает, что в энергодефицитных районах для определения экономического эффекта следует использовать формулу:

$$\mathcal{E} = (t_{\text{сл}} - t_{\text{ок}})E \text{Ц}_T \Delta S + t_{\text{сл}}Q(\text{Ц}_H - \text{Ц}_T), \quad (32)$$

где Q – годовой дефицит энергии, покрываемый энергоустановкой, кВт.ч/год;

ΔS – часть площади установки, покрывающая дефицит, м²;

Ц_H – удельная цена потерь от недостатка энергии, руб./кВт.ч.

Значение ΔS определяется по формуле:

$$\Delta S = Q / S. \quad (33)$$

Таблица 5.9

Современное состояние, достижения и цели в области фотоэлектрического способа преобразования солнечной энергии

	Уровень 1995 г. факт	Цель на 2000 г.	Уровень 2000 г. факт	Цель на 2005 г.	Цель на 2010 г.
Солнечные элементы					
1. с-кремний (с-silicon)					
– лаборатория, %	23	24	24,7	25	26
– производство, %	12-15	16-18	15-17	16-18	>20
2. тонкая пленка, поликристаллический, аморфный (thin-film)					
– лаборатория, %	10-12	18	18,8	20	20
– производство, %	5-8	> 10	10	12	> 15
3. продвинутое устройства (тандем, концентратор)					
– лаборатория, %	25-27	> 30	33	34	35
– производство, %	18-19	>20	24	25	25

Солнечные модули					
КПД, %	11-13	–	13	15	35
Срок службы, лет		>20	25	30	> 30
Цена, Евро/Втц		< 2,5	< 4,0	< 2,5	< 1,5
Инвертор					
КПД, %					
100 % нагрузка	95	>97	96	97	>98
10 % нагрузка	85	>90	90	92	>95
Цена, Евро/Вт					
< 500 Вт	1,5		1,2	0,6	
1-5 кВт	1,0		0,5	0,3	0,3
> 5 кВт	0,8		0,6	0,3	
Аккумулятор					
КПД, %					
Ah	83-90		85	85	
Wh	76-82		80	80	
Цена, Евро/Вт					
Инвестиции, Евро/кВт·ч	160-200		80-120	65-100	
Удельная энергия от батареи, Евро/кВт·ч	0,11-0,33		0,2-0,3	0,15-0,25	
Удельные капиталовложения в систему, Евро/Вт					
Автономная		< 5,0	< 8,0	< 5,0	< 3,0
Присоединенная к сети 1-3 кВт	8-12	< 4,0	4 5	< 3,5	

Таким образом, вопрос об экономической целесообразности и эффективности использования фотоэлектрических солнечных установок, как и других установок НВИЭ, является предметом анализа с использованием местных социально-экономических условий, в том числе, дефицита энергии и стоимости топлива, а также географических и климатических данных по приходу солнечной энергии и показателям окружающей среды.

Основным фактором, определяющим высокую удельную стоимость фотоэлектрических установок, является высокая стоимость самих фотопреобразователей, включая исходный полупроводниковый материал и технологию производства. Удельная стоимость солнечной установки с обычными плоскими модулями солнечных батарей, руб./м², может быть выражена как

$$C = C_{\Phi} + \frac{C_c}{S_{\Phi}} + C_y, \quad (34)$$

где C_{Φ} – стоимость единицы площади фотопреобразователя (руб./м²), определяемая стоимостью его материала и технологии;

C_c – стоимость сборки модуля (руб.), пропорциональная числу фотопреобразователя в модуле, включая стоимость каркаса модуля, защитных покрытий, ламинирования;

S_ϕ – общая площадь фотопреобразователей (m^2);

C_y – стоимость создания конструкции установки, отнесенная к единице площади фотопреобразователя, включая стоимость систем преобразования и аккумулирования вырабатываемой электроэнергии, устройств крепления модулей, и, возможно, систем ориентации.

Стоимость единицы мощности установки с солнечными батареями $C_{Б1}$ в стандартных условиях освещения получается равной

$$C_{Б1} = C/P_1 = \frac{c}{I \eta_1} = \frac{c_\phi + C_c/S_\phi + C_y}{I \eta_1}. \quad (35)$$

Обычно в экономических оценках производства реализуются примерные соотношения:

$$C_y \approx C_\phi + C_c/S_\phi \approx C_y, \quad (36)$$

так что удельная стоимость плоскою фотоэлектрического модуля в сборке примерно равна удвоенной удельной стоимости фотопреобразователей, а удельная стоимость фотоэлектрической установки примерно в четыре раза больше удельной стоимости фотопреобразователей. Такие же соотношения существуют и для стоимости единицы вырабатываемой мощности. Таким образом, стоимость установки оказывается практически пропорциональной стоимости фотопреобразователей и, следовательно их экономическая эффективность зависит от снижения стоимости материала и технологии фотопреобразователей.

Другое направление снижения стоимости фотоэлектрических установок представляет использование систем с концентраторами солнечного излучения.

Стоимость единицы мощности фотоэлектрической установки с солнечными батареями и концентраторами $C_{Бв}$ при средней концентрации солнечного излучения θ можно представить следующим выражением.

$$C_{B\Theta} = \frac{C_{\Phi} + \frac{C_C}{S_{\Phi}} + S_B \frac{C_{\Theta}}{S_{\Phi}} + C_Y}{I \eta(\Theta) \Theta}, \quad (37)$$

где S – площадь солнечной батареи, m^2 ;

C_{Θ} – стоимость конструктивных элементов, приходящаяся на единицу площади батареи, включая стоимость концентратора, радиатора, устройств крепления и, возможно, системы ориентации батареи, а также стоимость преобразователей и накопителей электроэнергии;

$\eta(\Theta)$ – КПД фотопреобразователя, зависящий от концентрации излучения на нем.

Если ввести коэффициент заполнения площади солнечной батареи концентратором t , равный

	$m = \frac{S_{\text{ВХ}}}{S_B},$	(38)
--	----------------------------------	------

где $S_{\text{ВХ}}$ – площадь входного окна концентратора, и оптический КПД концентратора t , равный отношению средней концентрации солнечного излучения на фотопреобразователях Θ к геометрической концентрации,

	$t = \Theta \frac{S_{\Phi}}{S_{\text{ВХ}}},$	(39)
--	--	------

то стоимость единицы мощности примет выражение:

	$C_{B\Theta} = \frac{C_{\Phi} + \frac{C_C}{S_{\Phi}} + C_Y}{I \eta(\Theta)} \cdot \left[\frac{1}{\Theta} + \frac{C_{\Theta}}{\left(C_{\Phi} + \frac{C_C}{S_{\Phi}} + C_Y \right) m t} \right].$	(40)
--	---	------

Ее зависимость от концентрации Θ определяется зависимостью КПД фотопреобразователей от концентрации $\eta(\Theta)$ и контролируется параметром

	$v = \left[\frac{C_{\Theta}}{\left(C_{\Phi} + \frac{C_C}{S_{\Phi}} + C_Y \right) m t} \right],$	(41)
--	---	------

характеризующим относительную стоимость концентратора в стоимости всей установки. Отношение стоимости единицы мощности солнечной батареи с концентраторами к стоимости планарной солнечной батареи, т.е. величины

	$\frac{C_{Б\Theta} I \eta(\Theta)}{2 \left(C_{\Phi} + \frac{C_C}{S_{\Phi}} \right)},$	
--	--	--

в зависимости от Θ представлено на рис.5.7 для различных значений параметра ν и типичного значения сопротивления $R = 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{см}^2$, причем стоимость планарной солнечной батареи принята равной удвоенной стоимости ее модулей фотопреобразователей в сборке, как это обычно используется в экономических расчетах. В общем случае эта зависимость имеет минимум, поскольку при малых Θ КПД логарифмически растет, $\eta(\Theta) \sim \ln \Theta$, а при $\Theta \rightarrow \infty$ КПД падает, $\eta(\Theta) = \ln^2 \Theta / \Theta$. При малых ν (для типичных параметров фотопреобразователей: $A = 1$, $J_0 = 10^{-10} \text{ А/см}^2$, $R = 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{см}^2$ – при $\nu < 0,01$) минимум соответствует большим концентрациям ($\Theta > 30$), а при наиболее реальном значении $\nu = 0,5$ минимум соответствует $\Theta \approx 13$, причем стоимость единицы мощности установки с концентраторами (40) оказывается примерно в три раза меньше стоимости единицы мощности (35) установок с обычными плоскими солнечными батареями.

В настоящее время мировая стоимость единицы мощности плоских модулей составляет уже менее 4 долл./Вт и прогнозируется ее снижение до 1,5 долл./Вт к 2010 году (табл. 5.9). Удельные стоимости солнечных фотоэлектрических установок зависят от их назначения, комплектации необходимыми устройствами преобразования и накопления вырабатываемой электроэнергии. Для сравнения в табл. 5.10 приведены устаревшие данные по удельной стоимости солнечных фотоэлектрических установок и систем различного назначения.

Стоимость мощности солнечных фотоэлектрических систем превышает стоимость мощности плоских модулей солнечных батарей, а минимальная цена производимой электроэнергии оценивается в 15 цент./кВт·ч.

Стоимость мощности модулей солнечных батарей с концентраторами составляет 1,5-2,5 долл./Вт, т.е. в 2-3 раза меньше стоимости плоских модулей.

Таблица 5.10

Стоимость солнечных фотоэлектрических систем США (2015 г.)

Назначение системы	Мощность, кВт	Стоимость мощности, долл./Вт	Стоимость энергии, цент/кВт·ч
Малые удаленные системы (телефоны, холодильники, телекоммуникации)	0,1-1,0	50	150
Энергия для виллы (свет, вода)	3-30	30	60
Удаленные резиденции	0,1-1,0	15	35
Системы, связанные с сетью	3-7	13	25
Заводы малой мощности	15-200	13	25
Заводы большой мощности	1200	10	20

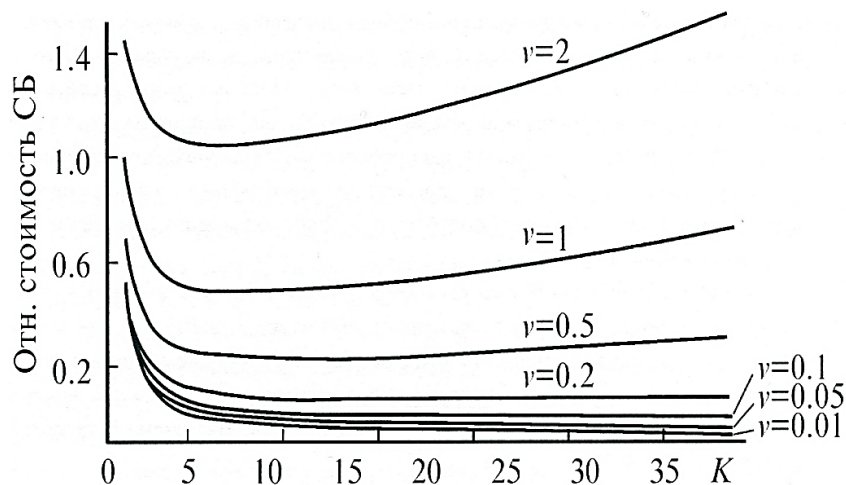


Рис. 5.7. Зависимость отношения стоимости СБ с концентраторами к стоимости планарной СБ от концентрации излучения θ при различных значениях относительной стоимости концентраторов:

5.4. Экономические аспекты использования биомассы

Среди источников образования биомассы выделяются: лесосечные отходы, отходы деревопереработки, энергетические леса, энергетические травы, отходы растениеводства, отходы животноводства, твердые бытовые отходы, осадки сточных вод, свалочный газ и другие. В данном разделе рассматривается наиболее широко используемый вид – древесная биомасса.

Этот вид биотоплива имеет ряд экологических преимуществ по сравнению с ископаемыми видами топлива. Главное преимущество состоит в том, что древесная биомасса является возобновляемым ресурсом, имеющим устойчивые и надежные поставки. Другим преимуществом является тот факт, что использование древесной биомассы практически не увеличивает концентрацию парниковых газов в атмосфере.

Важным аспектом использования древесного топлива является увеличение занятости населения, в т.ч. увеличение разнообразия работ в лесных поселках и в сельской местности. Производство древесного топлива является потенциальным источником для получения дохода, а также обеспечивает дополнительные рабочие места. Однако для широкого использования энергетической древесины, необходимо создать целую цепь, включающую сбор, подготовку, транспортировку и, наконец, сжигание древесного топлива.

Удельная энергия биомассы на месте ее заготовки ниже, чем у угля. С другой стороны, благодаря некоторым химическим свойствам, она имеет много преимуществ. Зольность биомассы намного ниже, чем у угля, к тому же, в золе биомассы не содержится токсичных металлов и других загрязняющих веществ, поэтому она может быть использована в качестве удобрения почвы.

Оценим упрощенно ресурсы древесной биомассы для северо-западного федерального округа (СЗФО). Если представить, что 1% территории СЗФО засажен быстрорастущей ивой, то выход древесной биомассы составит около 12 тонн сухого вещества с гектара в год. Это соответствует примерно 24 тоннам древесного топлива при 50% влажности. Энергетическая ценность древесного топлива (ивы) 50% влажности составляет примерно 8,0 ГДж/т. Производство энергии с гектара составит в этом случае:

$$24 \text{ т/га} \cdot 8 \text{ ГДж/т} = 192 \text{ ГДж/га}$$

Площадь СЗФО составляет около 1690 тыс. км². В этом случае суммарное производство энергии на основе древесного топлива можно оценить по формуле

$$192 \text{ ГДж/га} \cdot 1690000 \text{ га} = 324,5 \cdot 10^5 \text{ ГДж} = 325 \text{ ПДж} = 11 \text{ млн. т у.т.}$$

Эти упрощенные расчеты показывают наличие хороших ресурсных возможностей для развития древесной топливной энергетики в СЗФО и в целом по России.

Древесное топливо классифицируется следующим образом.

Древесное топливо, получаемое из древесины, которая заготавливается в лесу и других лесных землях непосредственно в энергетических целях. Оно делится на первичное топливо (стволовая древесина, кора, ветви, пни, корни, кустарники) и вторичное (щепа, гранулы, брикеты и древесный уголь).

Древесное топливо, получаемое из древесных отходов, которые образуются от первичных (лесопильные заводы, производство древесностружечных плит, целлюлозно-бумажные фабрики) и вторичных (столярное и мебельное производство) производств.

Топливо, полученное из древесины, вышедшей из использования (вторично используемая древесина). Это древесная биомасса, которая получена от всех видов хозяйственной и социальной деятельности, не входящих в лесной сектор. Обычно это отходы от строительства, сноса зданий, вышедшие из употребления поддоны, деревянные ящики и коробки и т.д. Все эти отходы могут прямо сжигаться или быть переработаны в щепу, гранулы, брикеты или древесный порошок.

Топливо, произведенное из побочных продуктов древесины, таких как щепа или опилки, путем уплотнения (densification) называется облагороженным. При облагораживании древесного топлива не только устраняется потенциальный экологический риск, но и достигается высокая энергетическая ценность топлива, обеспечивается более чистое сжигание, к тому же, это топливо более удобно в обращении.

Древесные гранулы. В 1990-х годах новые топлива из древесины (гранулы и брикеты) в крупном масштабе стали распространяться в скандинавских странах и центральной Европе. Гранулы имеют энергетическую ценность в 5 МВт·ч/т. Таким образом, приблизительно 1,6 тонны гранул эквивалентны 1 тонне условного топлива. Рыночные цены на гранулы заметно выше, чем на древесную щепу. Однако, из-за более высокой плотности, гранулы могут экономично транспортироваться на более далекие расстояния. Гранулы могут быть произведены из нескольких материалов. Содержание влаги в материале не должно превышать 12%. Оптимальный размер частицы для гранул – 5-15 мм.



Рис. 5.8. Древесные гранулы – новый вид древесного топлива

Лучшим источником сырья для производства гранул являются отходы деревообработки. Этот источник, однако, довольно ограничен и часто рассеян географически по большой территории. Лесопильная промышленность может дать большее количество сырья для производства гранул. Однако, проблема состоит в том, что опилки лесопиления также как древесину и кору необходимо высушить перед сжатием. Это вызывает дополнительные затраты, а также приводит к большому расходу энергии в процессе сушки. Лесосечные отходы заготовки леса также могут использоваться для производства гранул. Однако, затраты на их сбор могут оказаться слишком высокими для конкурентоспособного производства гранул.

Самые крупные потребители гранул в Европе находятся в Швеции, Дании и Австрии. В настоящее время они используют фактически все доступное сырье на своих внутренних рынках. Швеция и Дания импортирует гранулы из Финляндии и из Восточной Европы. Австрия импортирует сырье для производства гранул из Чехословакии. В Центральной Европе и Швеции стоимость таких топлив значительно выше, чем, например, в Финляндии. Поэтому, почти все гранулы экспортируются в Швецию и Данию. В настоящее время рынок гранул в России формируется. Построены первые заводы по производству древесных гранул.

Древесные брикеты. Для лучшей работы котлоагрегатов желательно иметь топливо с низкой влажностью. В этом случае энергетическая установка будет иметь высокий КПД и стабильно работать. (с этой целью осуществляется брикетирование древесного сырья с получением топливных древесных брикетов. Они характеризуются определенными размерами, что облегчает механизацию погрузки и транспортировки, и механическими свойствами, обеспечивающими сохранение формы и размеров брикетов при перемещении и хранении, а также пониженной влажностью.



Рис. 5.9. Древесные брикеты.

Повышенная плотность брикетов сокращает транспортные расходы. Особенностью процесса брикетирования является то, что он происходит при высоком давлении и повышенной температуре, низкой влажности материала и без применения каких-либо связующих. Брикеты получают, в основном, из опилок, коры и других древесных отходов. В зависимости от типа пресса исходное древесное сырье необходимо подсушивать предварительно до 10-12% влажности. Теплота сгорания брикетов составляет 4,6-4,8 МВт·ч/т. Брикеты могут экспортироваться в другие регионы.

Древесный уголь. В нашей стране этот продукт применяется в крайне ограниченных количествах. Между тем в странах Европы его используют очень широко. Судя по росту спроса его потребление имеет перспективы и у нас. Рынок этого продукта не насыщен, в Европу его везут из Латинской Америки, Южной Африки, а в странах Центральной Азии это остро необходимое топливо для традиционной кухни. Существует даже специальный проект ООН по внедрению эффективных технологий изготовления древесного угля для бытовых целей в Азии и Центральной Африке. Для изготовления такого угля годится мягколиственная древесина и всевозможные отходы в том числе хвойные. В России значительные объемы древесного угля (порядка сотен тысяч м³) получались в смолокурном производстве.

Топливная щепа. Древесину перед использованием в энергоустановке следует подготовить, т.е. перевести в форму наиболее пригодную для использования в котлоагрегатах различного типа. Обычно это достигается механическим измельчением – в большинстве случаев получают топливную щепу.



Рис. 5.10. Древесная щепа

Недостатком является то, что древесина и различные отходы имеют высокую влажность (в свежесрубленном состоянии относительная влажность древесины составляет 48-55%, а коры может достигать 60%). Относительная влажность щепы для котельных установок не должна быть более 55%. Нормальной считается влажность щепы 40%. В топливной щепе нет серы, а содержание золы в сухой массе около 1%. Кроме того, древесные отходы могут иметь самый разный размер – опилки, стружка, куски, поленья, корни и т.д.

В целом за последние 20 лет имеет место устойчивое снижение цены на древесное топливо. Например, в Финляндии цена на лесную щепу снизилась с 13 долл, за МВт·ч (105,8 долл./т у.т) до 8 долл, за МВт·ч (65 долл./т у.т.). В России щепы на щепу определяется местными условиями и может составлять 500-1200 руб./т у.т. Как видим, минимальная оценка примерно в 4 раза ниже, чем в Финляндии. В минимальном объеме оборудование для производства щепы в России имеется.

С учетом существующих технологий лесозаготовок в России производство древесной топливной щепы имеет перспективы. Выпуск рубительных машин налажен на Гатчинском заводе бумагоделательного оборудования и заводе “Тяжбуммаш” (г. Петрозаводск, Республика Карелия). Вместе с тем существует настоятельная потребность в повышении качества и технико-экономических показателей передвижных и стационарных установок для производства топливной древесной щепы из отходов лесной промышленности.

Дрова. Дрова традиционно широко используются в лесных регионах России в сельской местности, а также для отопления общественных зданий в небольших городах. Для примера, в Республике Карелия общее количество печей превышает 300 тыс. штук. 19,9% жилой площади в юрдах и 77,3% в сельской местности отапливаются дровяными печами. Всего отапливаемая печами площадь составляет 6936 тыс. м².

В скандинавских странах топливные дрова являются рыночным товаром, как гранулы или уголь. Они широко используются в каминах, 1 лунах и т.д. Типичная длина поленьев 50 и 33 см. В основном используются березовые дрова. В Финляндии опубликовано руководство по упрощению торговли дровами для покупателя и продавца. Покупателю важно быстро и правильно оценить энергетическую ценность дров.

Технологии производства энергии из древесной биомассы

Имеется широкий диапазон технологий для производства электроэнергии с использованием древесного топлива. В основе этих технологий лежат термохимические процессы: прямое сжигание и пиролиз. Проектирование установки, а также выбор используемой технологии будет зависеть от того, в чем состоит приоритет: в производстве тепла, или электроэнергии либо в совместном производстве и силовой и электрической энергии.

Обычно биоэнергетические технологии классифицируются по мощности и по виду использования. Выделяются установки, используемые для индивидуального отопления, централизованного теплоснабжения либо для централизованного производства электроэнергии.

Индивидуальное отопление. В этих системах, как правило, используются установки тепловой мощностью менее 100 кВт. Существующие технологии для индивидуального отопления – дровяные печи, а также печи и котлы, в которых используются древесные гранулы и брикеты, щепа. КПД находится в пределах 25-60%, а атмосферные выбросы – 200-2000 мг СО/МДж и 150-900 мг твердых частиц на МДж. На Европейском рынке капитальные затраты в современные печи сжигания древесины зависят от ее типа и конструкции и составляют 100-300 Евро/кВт – для классических печей и 400-600 Евро/кВт – для керамических. К 2010 году могут появиться две новые технологии для домашнего отопления – двигатель Стирлинга и микрогазогенераторы.

Системы централизованного теплоснабжения. В таких системах используются котельные и ТЭЦ на древесном топливе, а также газогенераторные установки. Капитальные затраты сильно зависят от размера котла. В Европе стоимость котлов тепловой мощностью менее 1 МВт находится в пределах 200-600 Евро/кВт, в то время как стоимость котлов тепловой мощностью более 2 МВт составляет 150-200 Евро/кВт. Сравнительная оценка удельных капитальных вложений в котельные на древесном топливе для России приведена в табл. 5.11.

Таблица 5.11

*Средние удельные капитальные вложения в котельные
на древесном топливе*

Технологии	Удельные капитальные вложения (долл./кВт)	Качество
Новое скандинавское оборудование	375	Высокое
Использование подержанного скандинавского оборудования	125	Достаточное
Реконструкция котлов ДКВР путем добавления скандинавского оборудования	125	Достаточное
Белорусское оборудование	100-180	Достаточное
Российское оборудование	50-100	Необходимо улучшение

КПД находится в диапазоне от 70% до 105% (для котлов с конденсацией дымовых газов). Среднее значение КПД – около 85%. Имеются в продаже на Европейском рынке газогенераторные установки. Образующиеся газы далее очищаются и используются для привода двигателя. Это может быть поршневой двигатель внутреннего сгорания или газовая турбина. Двигатель используется для привода генератора, производящего электроэнергию.

Инвестиционные затраты – относительно высоки (2500-5000 Евро/кВт). Общий КПД может достигать 70-90%. Газогенераторные установки могут быть использованы для практически любого размера систем. Способность производить газообразное топливо из древесины может обеспечить более высокий уровень универсальности и удобство в отношении хранения топлива и его транспортировки.

Также могут быть использованы пиролизные установки. В процессе пиролиза образуются газы, жидкость и древесный уголь. Обычно больше всего образуется жидкого топлива, которое может быть использовано для поршневого двигателя или турбины для привода генератора. Пиролиз привлекает внимание разработчиков, т.к. имеются потенциальные рынки получаемое при этой технологии жидкое топливо из-за его большой пластичности и удобства применения (его легко хранить и транспортировать).

Системы централизованного производства электроэнергии

Технологиями для централизованного производства электроэнергии являются: паросиловые циклы, комбинированные циклы с использованием древесины и совместное сжигание древесины с углем. КПД находится в диапазоне от 24 до 40%. Для электрической мощности свыше 10 МВт капитальные затраты составляют 1400-2700 Евро/кВт. Характеристика издержек приведена в табл.5.12. Самое недорогое решение для централизованного производства электроэнергии остается перевод существующих угольных электростанций на совместное сжигание угля и древесины. Это уже сделано в Северной Америке и Европе на десятках электростанций. При ограниченных инвестициях, составляющих от 100-200 Евро/кВтэ, производители электричества могут перевести существующую угольную электростанцию на частичное сжигание древесины.

Технологии использования древесного топлива. Древесное топливо используется на ТЭЦ, котельных и дровяных печах для получения конечной энергии. Основными термохимическими процессами являются: непосредственное сжигание и пиролиз. При пиролизе биомассу нагревают либо в отсутствие воздуха, либо за счет сгорания некоторой её части при ограниченном доступе воздуха. Состав получающихся при этом продуктов чрезвычайно разнообразен. Здесь и газы, и пары, и жидкости, и масла, и древесный уголь. Изменение состава продуктов пиролиза зависит от температурных условий, типа вводимого в процесс сырья, способов ведения процесса. Если основным продуктом пиролиза является горючий газ, то процесс называют газификацией.

Таблица 5.12

*Характеристика издержек для ТЭС на древесном топливе
(Германия)*

Мощность, МВт	1	5	10	20
Преобладающий режим работы и количество часов эксплуатации, ч	производство тепла, 5000	производство электроэнергии, 7000	производство только электроэнергии, 7000	производство только электроэнергии, 7000
Стоимость топлива, Евро/т	30	30	12,5	12,5

Необходимое количество персонала, чел.	6	13	15	18
Издержки на ремонт	2,5% от капиталовложений в год			
Постоянные издержки на администрацию	1,2% от капиталовложений в год			
Прочие издержки, Евро/МВтч	1,4	2,1	2,6	3,3

Технологии сжигания низкокалорийного топлива (древесное топливо и торф) основаны на следующих методах: сжигание измельченного топлива в камерных топках; сжигание в слое; сжигание в псевдо кипящем слое.

Сжигание измельченного топлива в камерных топках. Самые крупные электростанции, работающие на торфе, и крупные котельные используют эту технологию. Можно выделить три различных возможных схемы сжигания измельченного топлива: непрямо́е сжигание (А); частично непрямо́е сжигание (Б) и прямо́е сжигание (В).

Например, в Финляндии используются все указанные схемы. Для достижения хорошего воспламенения и устойчивого горения содержание влаги в торфе должно быть снижено. Частицы топлива должны иметь малый размер. Обычно для измельченного торфа лежит в пределах 0,1-0,2 мм. Все указанные схемы применимы для сжигания влажного топлива. При высокой влажности схемы А, Б предпочтительнее. При низкой влажности более приемлема схема В. В отечественной практике получили преимущественное развитие циклонный и факельный способы сжигания топлива в камерных топках.

Сжигание в слое. Этот способ сжигания твердого топлива наиболее распространен в паровых и водогрейных котлах отопительных котельных малой и средней мощности в пределах до десятка Гкал/ч, т.е. характерен для “малой” энергетики. При сжигании в слое низкокалорийною древесного топлива имеется ряд дополнительных особенностей:

- неоднородная влажность топлива;
- низкая тепло напряжённость топочного пространства, создающая условия для повышенного шлакования конвективных и радиационных поверхностей нагрева котлов;

- трудно поддающиеся автоматизации системы подачи топлива;
- необходимая газопроницаемость слоя топлива для подачи в очаги горения кислорода воздуха ограничивает в кусковом или гранулированном топливе количество торфяной пыли или опилок.

Сжигание измельченных древесных отходов в слое получило широкое распространение из-за своей простоты, надежности в работе, приспособляемое к широкому диапазону изменения влажности. В связи с перечисленными особенностями торфяного и древесного топлива слоевой способ сжигания получил ряд конструктивных изменений. Прежде всего котлы имеют повышенные поверхности нагрева и, соответственно, повышенную материалоемкость. Широкое распространение нашли у таких котлов топки с наклонным слоем топлива: с наклонной колосниковой решеткой, с наклонными переталкивающими решетками, с зажимающими и/или пережимающими решетками и т.д. Разновидностью слоевого способа сжигания является кучевой способ, реализуемый в кучевых топках с вращающейся или неподвижной конической колосниковой решеткой. В качестве примера на рис.5.11 показана конструкция предтопка фирмы SERMET (Финляндия).

Широкое распространение получили топки ЦКТИ системы В.В. Померанцева для котлоагрегатов ДКВр. Таких котлов выпущено несколько сотен – котельные большинства предприятий северо-западных регионов России, Сибири, Латвии, Белоруссии, использующие местные виды топлива, оснащены в основном этими котлами. На Бийском котлостроительном заводе освоен серийный выпуск таких котлов мощностью от 2,5 до 20 т/ч, а также многотопливных котлов КЕ-МТ. В гонке этих котлов кроме древесных отходов могут сжигаться природный газ или мазут. Использование таких котлов представляет интерес в газифицированных лесохозяйственных районах страны.

Опыт, полученный при разработке котлов и топочных устройств объектов промышленной энергетики, использующих в качестве топлива древесные отходы, в настоящее время реализуется при разработке котельно-топочного оборудования для объектов коммунальной энергетики.

Разработанные НПО ЦКТИ водогрейные котлы типа КВ-Р с механизированной подачей древесных отходов могут быть поставлены заказчику в различных вариантах использования в зависимости от топлива, которое будет сжигаться в топке. Так, если не монтировать

наклонные колосники и шлаковыгрузатель (шурующую планку), получим вариант козла с топкой для сжигания в слое длинномерных (до 2000 мм) дров швырка.

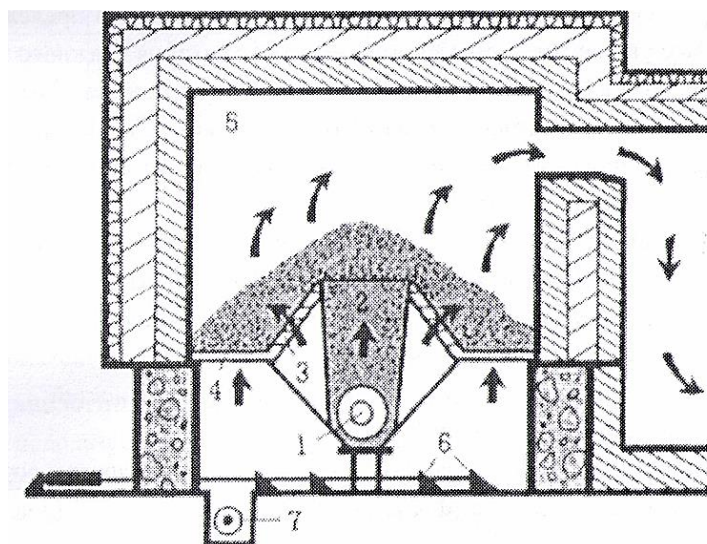


Рис. 5.11. Схема предтопка с конусной решеткой и нижней подачей топлива для сжигания топлива с высокой влажностью.

- 1 - шнековый питатель; 2 - топливный бункер;
3 - наклонная решетка; 4 - горизонтальная решетка
5 - топочный объем; 6 - скребковый транспортер золы;
7 - шнековый конвейер удаления золы*

Для сжигания отходов деревопереработки (щепы, опилки и т.п.) разработан водогрейный котел теплопроизводительностью 1,1 МВт. Гонка КОИ да состоит из наклонного колосникового беспровального полотна, горизонтальных колосников и механизма типа шурующей планки, с помощью которого происходит шуровка слоя и удаление очаговых остатков с горизонтальных колосников. Котел рассчитан на сжигание древесных отходов влажностью до 55%. Загрузка топлива в топку осуществляется с помощью скребкового транспортера.

Сжигание в псевдокипящем слое. Технологии сжигания в псевдокипящем слое делятся на два основных типа: пузырьковый и циркулирующий (рис.5.12).

Оба типа технологий сжигания в кипящем слое применимы для сжигания торфа, измельченных дров и древесных отходов. На дне котла в кипящем слое находится 1-2% топлива, а температура составляет 800-950°C. Для пузырькового кипящего слоя его высота достигает одного метра. Для циркулирующего кипящего слоя четкой границы

нет. Плотность суспензии варьируется от 1000-1500 кг/м³ в придонной части до 20-100 кг/м³ на выходе из котла.

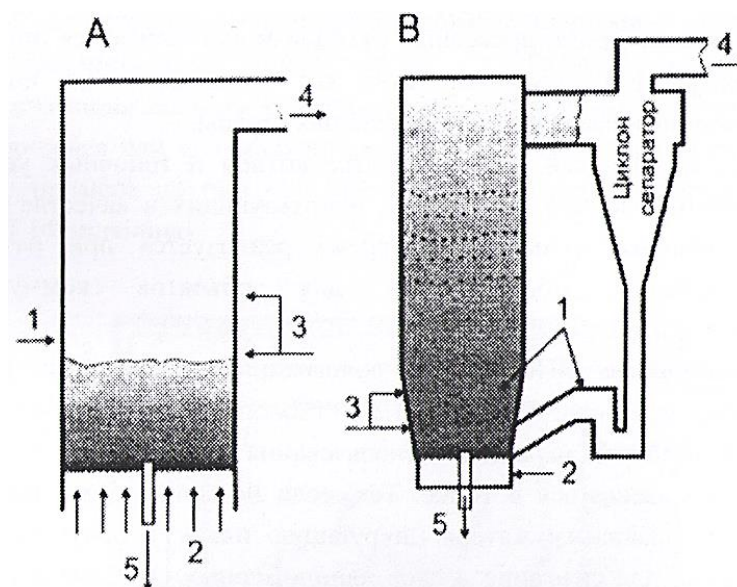


Рис. 5.12. Принципиальная схема топок с пузырьковым (А) и циркулирующим (В) кипящим слоем.
1 – топливо; 2 – первичный воздух; 3 – вторичный воздух;
4 – дымовые газы; 5 – выход золы

Технология сжигания в кипящем слое идеально подходит для низкокалорийного топлива. Основные преимущества этой технологии состоят в следующем:

- устойчивое горение в широком диапазоне размеров частиц, влажности, содержания золы и калорийности топлива;
- возможность использования различных видов топлива;
- возможность эффективно! о управления выбросами SO_x и NO_x без дополнительного дорогого оборудования,

Газификация низкокалорийного топлива. Газификация – это пиролиз, приспособленный для максимального получения производного газообразного топлива. Принципиальные схемы газификационных реакторов показаны на рис 5.13. Наиболее предпочтительными считаются вертикальные устройства, загружаемые сверху. Получаемое газообразное топливо более удобно в эксплуатации, более экологично и транспортабельно, нежели исходная биомасса. Химические продукты пиролиза пользуются спросом и как ингредиенты процессов последующей переработки, и непосредственно в качестве товарной продукции.

Устройства для частичного сжигания биомассы, проектируемые в расчете на получение максимального выхода именно газов, а не других продуктов сгорания, принято называть газогенераторами. Протекающие в них процессы относятся главным образом к пиролитическим. КПД пиролиза определяется как отношение теплоты сгорания производимого топлива к теплоте сгорания используемой в процессе биомассы. КПД пиролиза весьма высок: 80-90%. Например, газогенератор на древесине может до 80% исходной энергии перерабатывать в горючие газы (преимущественно H_2 и CO). Используя этот процесс, можно достигать при производстве электроэнергии более высокой эффективности, чем при использовании только котлов. Подобные устройства потенциально пригодны для малой электроэнергетики (менее 150 кВт).

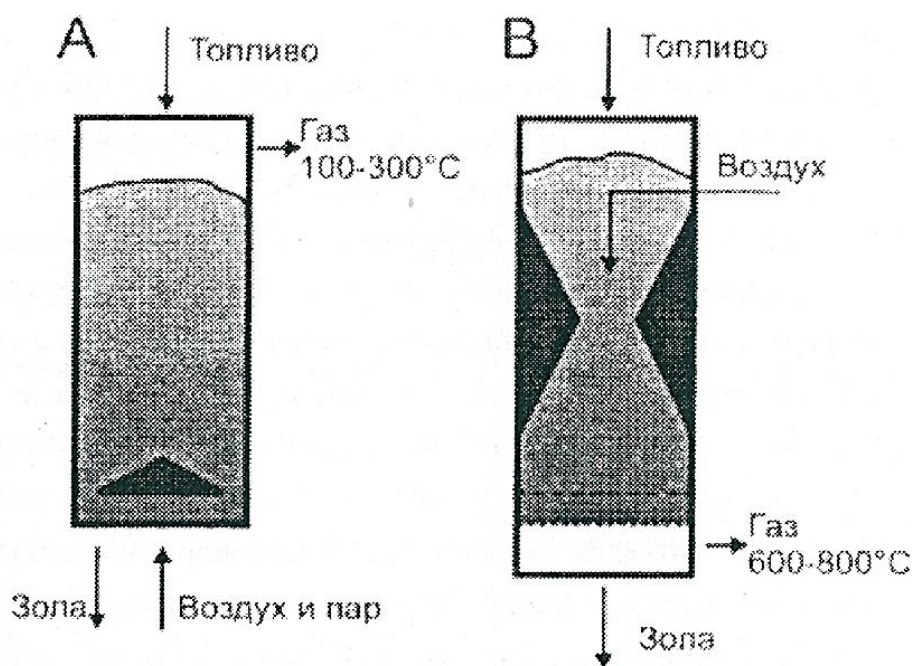


Рис. 5.13. Принципиальные схемы гизификаторов: противоточная (А) и прямоточная (В).

Пример практического использования технологий древеснотопливной энергетики в России

В качестве такого примера может быть рассмотрена котельная Лисинского лесхоза-техникума (ЛЛТ) (Ленинградская область). Котельная обеспечивает теплом и горячей водой жилые здания и учебные корпуса, расположенные на территории ЛЛТ.

В 1996 году был пущен водогрейный котел тепловой мощностью 2 МВт, оборудованный наклонно-переталкивающей решеткой. Установка выполнена из зарубежных узлов, полностью автоматизирована и соответствует европейским стандартам. Вид топлива: древесная щепа, кора, опилки, влажностью 35-55%. Приводы тягодутьевых машин имеют частотное регулирование. Капитальные затраты составили более 140 долл./кВт. Потери тепла с механическим недожогом топлива составляют менее 1%, КПД брутто – около 85%. Число часов работы и средняя эксплуатационные нагрузки котла составляют соответственно $\Gamma = 5400 \text{ ч/год}$; $N_{Cl} = 65\%$. За семь лет эксплуатации установка выработала около 35000 МВт.ч тепловой энергии, что позволило сэкономить около 3700 тонн дорогого мазута, а также снизить выбросы вредных веществ в атмосферу: – NO₂ на 8 тонн; SO₂ на 130 тонн; CO₂ на 10500 тонн. Эксплуатация установки показала высокую надежность работы ее элементов, высокую экономическую и энергетическую эффективность.

В настоящее время в России многие котельные переводятся на сжигание древесного топлива. В ряде субъектов РФ реализуются как отдельные проекты, так и целые программы. Опыт реализации этих программ показывает, что использование древесного топлива вместо традиционных видов топлива (уголь, мазут) вполне обоснованно с экономической, социальной и экологической позиций при использовании современных технологий сжигания древесного топлива.

5.5. Экономические аспекты использования энергии океана

В настоящее время имеется достаточно ограниченный опыт использования приливной энергии. Во многих случаях экономика этих технологий существенно зависит от места реализации. Определяющими являются такие параметры как расстояние до берега, скорость морского течения, средний уровень мощности волн и т.д. На рис.5.14 показана одна из возможных схем использования энергии течений. В табл.5.13 приведены результаты опыта Великобритании в использовании энергии океана.

Некоторые из указанных в табл.5.13 технологий уже экономически не несообразны для островных систем энергоснабжения, в которых и пользуются традиционные дизельные электростанции малой мощности при цене производства электроэнергии в 10-50 центов/кВт·ч.



Рис. 5.14. Схема использования энергии течений

Таблица 5.13

Экономические оценки некоторых технологий
использования энергии океана

Технология	Стадия	Удельные капитальные вложения, Евро/кВт	Цена производства электроэнергии, Евро-цент/кВт·ч
Приливные плотинные	развита	40005000	10-13
Волновые (береговые, осциллирующий водяной столб)	демонстрационные, коммерческая, 2002	2100	около 10
Волновые (прибрежные, осциллирующий водяной столб)	демонстрационные, коммерческая, 2003	1500	около 8
Волновые (морские, точечный абсорбер)	демонстрационные, коммерческая, 2005	1800 3000	4-10
Приливные	демонстрационные, коммерческая, 2005	1800 2100	4-10
(Океанические тепловые электростанции)	исследования, демонстрационная, 2005	—	20+

5.6. Электрические сети

Капитальные вложения в ЛЭП определяются по укрупненным показателям на основе зависимости:

$$K_{\text{лэп}} = K_0 + K_C + K_M, \quad (42)$$

где K_0 – капитальные вложения в оборудование сети;

K_C – капитальные вложения на строительные работы;

K_M – капитальные вложения на монтажные работы.

Капитальные вложения на приобретение оборудования составят:

$$K_0 = K_{\text{лэп}}^0 + K_{\text{ис}}^0, \quad (43)$$

$K_{\text{лэп}}^0, K_{\text{ис}}^0$ – капитальные вложения в линии электропередач и подстанции.

Капитальные вложения в линии электропередач определяются по формуле:

$$K_{\text{лэп}}^0 = k_{\text{лэп}}^{\Sigma} \cdot l = (k_0 + k_q q) l, \quad (44)$$

где $k_{\text{лэп}}^{\Sigma}, k_0, k_q$ – удельные капитальные вложения: полные, определяемые конструкцией ЛЭП и зависящие от сечения и материала провода;

l – протяженность ЛЭП, км;

q – сечение проводника линии.

Капитальные вложения в подстанции составят:

$$K_{\text{ис}}^0 = K_{\text{тр}}^0 + K_{\text{вк}}^0 + K_{\text{р}}^0 + K_{\text{ку}}^0 + K_{\text{пост}}^0, \quad (45)$$

где $K_{\text{тр}}^0, K_{\text{вк}}^0, K_{\text{р}}^0, K_{\text{ку}}^0$ – капитальные вложения в трансформаторы, выключатели, реакторы и компенсирующие устройства;

$K_{\text{пост}}^0$ – капитальные вложения в строительную часть подстанции.

Составляющие капитальных вложений, входящие в (45) определяются по формулам:

$$K_{\text{тр}}^0 = k_{\text{тр}} S_{\text{тр}}, \quad (46)$$

$$K_{\text{р}}^0 = k_{\text{р}} Q_{\text{р}}, \quad (47)$$

$$K_{\text{ку}}^0 = k_{\text{ку}} Q_{\text{ку}}, \quad (48)$$

$$K_{\text{ВК}}^0 = k_{i\text{ВК}} n_{\text{ВК}}, \quad (49)$$

где $k_{\text{тр}}$, $k_{\text{р}}$, k_{Q} – удельные капитальные вложения в единицу мощности трансформаторов, реакторов, комплектных конденсаторных установок;

$S_{\text{тр}}$, $Q_{\text{р}}$, $Q_{\text{ку}}$ – установленная мощность трансформаторов, реакторов, комплектных конденсаторных установок\$

$k_{i\text{ВК}}$ – удельные капитальные вложения в один выключатель\$

$n_{\text{ВК}}$ – количество выключателей на подстанции.

Ежегодные издержки по ЛЭП определяются выражением:

$$I_{\text{лэп}} = I_{\text{обсл}} + I_{\Delta w}, \quad (50)$$

где $I_{\text{обсл}}$, – издержки на обслуживание и ремонт;

$I_{\Delta w}$ – стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на обслуживание включают расходы на заработную плату обслуживающего персонала, общесетевые расходы и ремонт оборудования

$$I_{\text{обсл}} = \sum \frac{N_{\text{обсл } i}}{100} K_i \quad (51)$$

где $N_{\text{обсл } i}$ – норма ежегодных расходов на ремонт и обслуживание для группы однотипного оборудования (табл. 5.14);

K_i – суммарные капитальные вложения для i -ой группы оборудования, руб.

Затраты на потери электроэнергии в электрических сетях определяются только для изменяющейся части потерь:

$$I_{\Delta w} = b \sum_{k=1}^k \Delta W_k, \quad (52)$$

где b – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии (тариф на электроэнергию), руб./кВт·ч;

ΔW_k – потери электроэнергии на k -ом элементе сети, кВт·ч.

Потери электроэнергии в элементах сети могут быть оценены:

– для линии электропередачи

$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{л}}}{U_{\text{фл}}} \right) \frac{r_0 l}{n_{\text{ц}}} t_{\text{м}}, \quad (53)$$

– для трансформаторов

$$\Delta W_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \Delta P_{\text{хх}} T_{\text{р}} + \frac{1}{n_{\text{тр}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{итр}}} \right) \cdot t_{\text{м}}, \quad (54)$$

где $S_{\text{л}}$ – полная передаваемая мощность по ЛЭП, кВА;

$U_{\text{фл}}$ – фазное напряжение линии, кВ;

r_0 – погонное активное сопротивление провода линии, Ом/км;

l – длина линии электропередачи, км;

$n_{\text{ц}}$ – число цепей линии электропередачи;

t – время максимальных потерь, ч;

$\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформаторов, кВт;

$T_{\text{р}}$ – время работы трансформатора в году, ч;

$S_{\text{нагр}}$ $S_{\text{итр}}$ – мощность нагрузки и номинальная мощность трансформаторов, кВА;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов.

Таблица 5.14

*Нормы отчислений на капитальный ремонт
и обслуживание для электрических сетей*

Параметры	Нормы отчислений, %	
	на капитальный ремонт	на обслуживание
Воздушные линии на металлических и железобетонных опорах на напряжение до 20 кВ	0,6	2,0
35кВ и выше	0,4	0,4
Воздушные линии на деревянных опорах из пропитанной древесины на напряжение до 20 кВ	1,7	2,0

35 кВ и выше	1,6	0,5
Воздушные линии на деревянных опорах из не пропитанной древесины на напряжение до 20 кВ	2,0	2,0
Кабельные линии с алюминиевой оболочкой до 10 кВ, проложенных в земле и в помещениях	0,3	2,0
Кабельные линии с пластмассовой изоляцией до 10 кВ, проложенных в земле и в помещениях	0,3	2,0
Электродвигатели мощностью до 100 кВт	3,1	1,0
Электродвигатели мощностью более 100 кВт	2,8	1,0
Оборудование подстанций	2,9	1,0

При выполнении технико-экономических расчетов необходимо учитывать также ущербы у потребителей.

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое ветровая электростанция?
2. Что такое гидроэлектростанция?
3. Что такое солнечная электростанция?
4. Что такое солнечная тепловая электростанция?
5. Что такое энергия биомассы?

Глава 6. ПОКАЗАТЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВОК НЕТРАДИЦИОННОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

6.1. Показатели использования производственных фондов и мощностей

Назначение производственных фондов – производство продукции при ее последующей реализации и получения прибыли.

Использование производственных фондов оценивается соотношением самих фондов, суммы реализации и прибыли. Если говорить только об основных фондах (величину которых определяют сделанные капиталовложения), то оценка происходит с помощью полного (или абсолютного) срока их окупаемости:

$$T_A = \frac{K_0}{m}, \quad (55)$$

где T_A – абсолютный срок окупаемости капиталовложений за счет прибыли, лет;

K_0 – капиталовложения в основные фонды, руб;

m – прибыль, руб./год. Величина, обратная этому сроку окупаемости, называется рентабельностью капиталовложений r_k :

$$r_k = \frac{1}{T_A} = \frac{m}{K_0}, \quad (56)$$

Этими оценочными показателями – абсолютным сроком окупаемости и рентабельностью капиталовложений – обычно пользуются на стадии проектирования или строительства энергетического объекта. Для действующих предприятий оценка эффективности использования производственных фондов производится обычно по показателю рентабельности фондов (r_Φ)

$$r_\Phi = \frac{m}{F_0 + F_{OB}} = \frac{m}{F_{ИР}} \quad (57)$$

где F_0 – основные фонды, руб;

F_{OB} – оборотные фонды и средства, руб;

$F_{ИР} = F_0 + F_{OB}$ – производственные фонды, руб.

Работоспособность производственных фондов можно оценивать показателями фондоотдачи Φ_0 и фондоемкости Φ_E , являющимися взаимно обратными:

$$\Phi_0 = \frac{R}{F_{ИР}}, \quad (58)$$

$$\Phi_E = \frac{F_{ИР}}{R} = \frac{1}{\Phi_0}, \quad (59)$$

где R – сумма реализации, выручка за проданную продукцию, руб./год. вследствие удорожания машин и оборудования, все усложняющихся по мере технического прогресса, показатель фондоотдачи во всем мире снижается, а фондоемкость производства растет.

Противодействовать ному объективному процессу можно лишь при росте объемов производства на единицу производительности машин, т.е. при их лучшем использовании.

Использование оборудования во времени определяется мин. отношением фактического (T_Φ) и календарного (T_K) времени работы и называется коэффициентом экстенсивности (θ_ε):

$$\theta_\varepsilon = \frac{T_\Phi}{T_K}, \quad (60)$$

Коэффициент интенсивного использования θ_ε показывает, сколько энергии произведено фактически ε_Φ , кВт·ч/год по отношению к максимальному количеству энергии, которое могло бы быть произведено при работе с полной установленной мощностью N_y , кВт за фактически отработанное время T_Φ , часы:

$$\theta_\varepsilon = \frac{\varepsilon_\Phi}{\varepsilon_{\max}} = \frac{\varepsilon_\Phi}{N_y T_\Phi}, \quad (61)$$

где $\varepsilon_{\max} = N_y T_\Phi$ – максимально возможная выработка за фактическое время, кВт·ч/год.

Интегрирующим показателем, характеризующим эффективность функционирования производственных фондов и производственной

мощности установки НВИЭ, является коэффициент использования мощности $\theta_{\text{исп}}$:

$$\theta_{\text{исп}} = \theta_{\text{Э}} \theta_{\text{И}} = \frac{\text{Э}_{\text{Ф}}}{\text{Э}_{\text{ПОМ}}}, \quad (62)$$

где $\text{Э}_{\text{ПОМ}} = N_{\text{У}} T_{\text{К}}$ – количество энергии, которое могло быть выработано (отпущено) при работе установки НВИЭ с полной установленной мощностью $N_{\text{У}}$, кВт в течение всего календарного периода времени $T_{\text{К}}$, ч, кВт·ч/год.

В промышленности показателем, аналогичным коэффициенту использования мощности, является коэффициент сменности работы оборудования. Он равен отношению некоторых производственных показателей (времени работы, производственной мощности) при трехсменной работе к показателям наиболее загруженной смены (как правило, первой).

Поскольку оборудование никогда не работает непрерывно и с полной загрузкой все три смены, т.е. круглые сутки, этот показатель никогда не бывает равным 3 (предельная величина) для предприятий с трехсменной работой; равным 2 – при двухсменной работе и 1 – для односменных предприятий. В то же время соотношение величины коэффициента сменности со своим предельным значением свидетельствует об интенсивности – большей или меньшей – использования производственного оборудования.

Очень удобным для применения и широко распространенным в практике проектных расчетов является показатель числа часов использования установленной энергетической мощности ($T_{\text{И}}$) или максимума энергетических нагрузок ($T_{\text{МАХ}}$). Это условный показатель, отвечающий на вопрос: за какое время можно выработать (потребить) количество энергии, фактически вырабатываемое (потребляемое) в течение года, если работа будет производиться с установленной мощностью (с максимальной часовой нагрузкой, $P_{\text{МАХ}}$):

$$T_{\text{И}} = \frac{\text{Э}_{\text{Ф}}}{N_{\text{У}}}, \quad (62)$$

$$T_{\text{МАХ}} = \frac{\text{Э}_{\text{Ф}}}{P_{\text{МАХ}}}, \quad (62)$$

Для установок НВИЭ число часов использования установленной мощности является одним из важных технико-экономических показателей. Число часов использования максимума технологической нагрузки в теплоэнергетике, также, является своеобразной характеристикой качества производства. Это время выше в отраслях с непрерывным циклом и существенно ниже при дискретном производстве.

6.2. Классификация производственных затрат

Производственные затраты в промышленности и энергетике называют *либо годовыми издержками производства* (поскольку они рассчитываются за год), *либо эксплуатационными расходами, либо текущими затратами*. Все эти синонимы имеют одну и ту же экономическую сущность, поскольку призваны оценивать текущие производственные затраты, с которыми соотносятся все другие технико-экономические показатели производственно-хозяйственной деятельности.

Себестоимость – это удельные эксплуатационные расходы, отнесенные к единице произведенной продукции или работы (услуги).

Для установок НВИЭ используются эти же понятия.

Существует два принципиально различных подхода к классификации производственных затрат: по элементам и по статьям калькуляции. Чтобы различать эти системы годовых издержек, необходимо ясно представлять себе классификационные признаки.

Элементы затрат характеризуют процесс производства, который можно рассматривать как соединение трех взаимодействующих компонент, каковыми являются:

Средства труда – здания, сооружения, машины, оборудование, передаточные устройства, приборы и т.п. Их экономическое выражение – основные производственные фонды.

Предметы труда – сырье, основные и вспомогательные материалы, комплектующие и т.д. Их экономическое выражение – оборотные средства как некоторая часть, постоянно расходуемая и обновляемая, годовых текущих затрат.

Сам труд – рабочая сила. Экономическое выражение – фонд оплаты труда.

Кроме того, особенно важное значение имеет управление процессами производства и труда, так что этот элемент также присутствует в

сметах затрат, чаще всего в виде прочих расходов (называемых в энергетике общесистемными, обще станционными, общесетевыми и пр. в зависимости от типа энергетического объекта).

Эти элементы производства и положены в основу первой из упомянутых систем классификации производственных затрат.

Соответственно этим элементам в смете затрат на производство выделяются следующие группы статей:

1. Затраты на приобретение предметов труда – основных и вспомогательных материалов, топлива, необходимых видов энергии и энергоносителей. Обычно эти затраты в смете показываются несколькими строками по всем необходимым предметам труда.
2. Затраты на содержание и обслуживание средств труда, т.е. производственных фондов (оборудования), на их амортизацию и ремонтное обслуживание, включая стоимость ремонтных материалов, основную и дополнительную заработную плату ремонтников, амортизацию ремонтного оборудования и другие ремонтные расходы. Обычно все эти затраты предстают в виде комплексной статьи “затраты на содержание оборудования” с расшифровкой всех упомянутых затрат.
3. Затраты на оплату труда, включая основную и дополнительную заработную плату (фонд заработной платы) только эксплуатационных рабочих и ИТР, премиальный фонд, выплаты которого осуществляются за счет себестоимости (годовых издержек производства); все начисления на фонд зарплаты – на социальное страхование, отчисления в пенсионный фонд и другие, разрешенные существующим порядком формирования себестоимости (издержек). Все или большинство перечисленных затрат образуют, как правило, в смете свои собственные строки.
4. Прочие производственные и непроизводственные затраты, включающие расходы по содержанию непроизводственных помещений и оборудования, заработную плату

(основную и дополнительную) административно-управленческого аппарата (АУП), расходы на социальную сферу и т.п. В энергетике они называются общесистемными для энергосистемы, обще станционными – для электростанций, общесетевыми – для сетевых предприятий.

Смета затрат составляется как плановый документ с последующим контролем по результатам производственно-хозяйственной деятельности.

Разделение годовых эксплуатационных затрат по статьям калькуляции проводится по принципу группировки затрат, направленных на одни и те же цели. В общем виде их состав можно представить так:

$$И = И_C + И_{ЗН} + И_T + И_A + И_P + И_Э + И_B + И_И + И_{ПР} \quad (65)$$

где $И_C$ – годовые издержки по оплате сырья, материалов, комплектующих и других основных предметов труда в производственном процессе; в энергетике основным сырьем является топливо, в связи с чем эта статья обозначается $И_T$ – топливная составляющая издержек;

$И_{ЗН}$ – годовые издержки по заработной плате (сюда обычно входят тарифный фонд заработной платы, дополнительная зарплата и все доплаты к ней, отчисления на социальное страхование и в пенсионный фонд для всех категорий работников (кроме АУП) – и эксплуатационников, и ремонтников; эта статья годовых издержек отличается от фонда оплаты труда на величину премиальных средств, выплачиваемых из прибыли предприятия (тринадцатая зарплата);

$И_A$ – годовые амортизационные отчисления от стоимости основных производственных фондов, аккумулируются в специальном амортизационном фонде, в дальнейшем, используемом на реновацию производства – приобретение новых основных фондов взамен физически и морально изношенных;

$И_Э$ – годовые затраты на оплату энергетических ресурсов в процессе производства;

$И_P$ – годовые затраты на ремонт основных производственных фондов – аккумулируется в специальном ремонтном фонде и расходуется по мере надобности при выполнении различных видов

ремонтного обслуживания (профилактических осмотров с выполнением несложных ремонтно-наладочных операций, текущего, среднего или расширенного текущего, капитального ремонтов, частично восстанавливающих утраченную стоимость основных фондов, перенесенную в процессе производства на продукцию) по официальному графику планово-предупредительного ремонта (графику ПНР);

I_B – годовые издержки на приобретение вспомогательных материалов, необходимых для производства (в энергетике сюда включают стоимость потребляемой воды и тогда статья затрат называется вспомогательные материалы и вода;

I_{II} – в последнее время оплату части налогов включают в себестоимость (издержки) производства, такие как – плата за природные ресурсы и землю, муниципальные налоги на создание и функционирование городской инфраструктуры, оплата штрафов за нерациональное природопользование и некоторые другие;

I_{IP} – прочие (общезаводские, общепроизводственные, общесистемные, общестанционные и т.п.) годовые издержки (основные суммы здесь идут на заработную плату административно-управленческого персонала (АУП), содержание зданий, сооружений и прочих объектов производственного назначения, другие непроизводственные расходы.

Если в составе издержек самой большой является статья на материалы, то такое производство называется материалоемким. Некоторые сектора возобновляемой энергетики, в частности биоэнергетика, являются топливоемкими. Если в статье издержек преобладает оплата труда, то это производство называют трудоемким. Если расходы на амортизацию являются самой большой статьей в составе годовых издержек, то такое производство называется капиталоемким. Например, солнечная энергетика является капиталоемким производством электроэнергии. Если расходы на энергоресурсы являются самой значительной статьей затрат в составе издержек, то такое производство является энергоемким.

Как видно из приведенных определений, основными путями снижения годовых эксплуатационных расходов является сокращение всеми доступными способами наиболее значительных затрат: сырья, топлива, материалов – для материалоемких предприятий; трудозатрат

для производств трудоемких; удешевление строительства – для капиталоемких объектов и установок НВИЭ; снижение энергозатрат, энергосбережение – для энергоемких производств. Эти пути достаточно четко прослеживаются при расчете отдельных статей производственных издержек в зависимости от технико-технологических и производственно- хозяйственных факторов и, особенно, при анализе отдельных статей себестоимости продукции.

Сырьевая (или материальная) статья годовых эксплуатационных издержек, а в энергетике – топливная, рассчитывается как сумма произведений цены соответствующего материала или топлива $\text{Ц}_\text{м}$ или $\text{Ц}_\text{т}$ на объем годовой потребности в соответствующем материале $\text{M}^\text{год}$ или топливе $\text{V}^\text{год}$. Таким образом, сырьевая статья издержек определяется по формуле:

$$\text{И}_\text{с} = \sum \text{Ц}_\text{м} \text{M}^\text{год}$$

По аналогии топливная статья издержек оценивается выражением:

$$\text{И}_\text{т} = \sum \text{Ц}_\text{т} \text{V}^\text{год}$$

Энергогенерирующие предприятия – электростанции, котельные – редко работают одновременно на нескольких видах топлива. Обычно используется либо один вид $\text{V}_\text{о}^\text{год}$, либо в период максимума энергопотребления энергопредприятия переходят на резервное топливо (для электростанций и котельных, сжигающих как основное топливо природный газ, резервным является, как правило, мазут) – $\text{V}_\text{р}^\text{год}$. Поэтому расчет топливной статьи издержек упрощается:

$$\text{И}_\text{т} = \text{Ц}_\text{то} \text{V}_\text{о}^\text{год} + \text{Ц}_\text{тр} \text{V}_\text{р}^\text{год} \quad (66)$$

При этом общий расход топлива составит:

$$\text{V}_\Sigma^\text{год} = \text{V}_\text{о}^\text{год} + \text{V}_\text{р}^\text{год} \quad (67)$$

При одновременном производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ годовой расход топлива рассчитывается по каждому из этих видов энергии: на производство электроэнергии – $\text{V}_\text{э}^\text{год}$ и на производство тепла – $\text{V}_\text{т}^\text{год}$.

$$\text{V}_\Sigma^\text{год} = \text{V}_\text{э}^\text{год} + \text{V}_\text{т}^\text{год} \quad (68)$$

В свою очередь потребность в сырье и материалах по каждому их виду вычисляется исходя из материалоемкости (или нормы материальных затрат – m_i на единицу продукции Π_i

$$M_i^{\text{год}} = m_i \Pi_i \quad (69)$$

Аналогично при расчете годовой потребности в топливе исходя из норм удельных расходов топлива на производство электрической $b_{\text{э}}$ тепловой b_r , энергии на плановый (расчетный) объем производства электрической ($W^{\text{год}}$, кВт·ч/год) и тепловой энергии ($Q^{\text{год}}$, Гкал/год):

$$B_{\text{э}}^{\text{год}} = b_{\text{э}} + W_i^{\text{год}} \quad (70)$$

$$B_r^{\text{год}} = b_r + Q_i^{\text{год}} \quad (71)$$

Составляющая себестоимости по заработной плате рассчитывается по-разному.

Для действующего производства вычисляется полный фонд зарплаты со всеми начислениями по формуле:

$$I_{\text{зп}} = \Phi_{\text{от}} = \Phi_{\text{от}}(1 + 0,01p_{\text{ир}})(1 + 0,01p_{\text{соц}})(1 + 0,01p_{\text{ис}}), \quad (72)$$

где $p_{\text{ир}}$ – доля премиального фонда, %;

$p_{\text{соц}}$ – доля социальных отчислений (пенсионный фонд, фонд медицинского страхования и т.д.), %;

$p_{\text{ис}}$ – доля отчислений в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний, %.

При расчете по бухгалтерской отчетности берется фактический фонд зарплаты по группе работников, исходя из его конкретного заработка с начислениями:

$$I_{\text{зп}} = \Phi_{\text{от}} = \sum(\Phi_i^1(1 + 0,01p_{\text{ир}})(1 + 0,01p_{\text{соц}})(1 + 0,01p_{\text{ис}})) \cdot L_i \quad (73)$$

где L_i – число работников вида i .

В плановых расчетах могут вычислять эти издержки, исходя из средней зарплаты одного работника $\Phi_{\text{ср}}^1$ умноженной на численность персонала L :

$$И_{зп} = \Phi_{ср}^1 Л (1 + 0,01p_{ир})(1 + 0,01p_{соц})(1 + 0,01p_{ис}) \quad (74)$$

или по категориям различного производственного и управленческого персонала $Л$, по их должностным окладам Φ_i :

$$И_{зп} = \sum(\Phi_i Л_i (1 + 0,01p_{ир})(1 + 0,01p_{соц})(1 + 0,01p_{ис})) \quad (75)$$

Амортизационная составляющая издержек определяется по нормам амортизации a_i для каждого вида основных произволе темных фондов F_{ai}

$$И_a = \sum a_i F_{ai} \quad (76)$$

Реже, в расчетах на предпроектной и проектной стадиях, амортизация приближенно может рассчитываться по средней норме амортизации $a_{ср}$, всех основных производственных фондов $F_{осн}$

$$И_a = a_{ср} F_{осн} \quad (77)$$

Средневзвешенные нормы амортизации по ТЭС, например, колеблются в пределах 3-4%, а по ГЭС – 1-1,5%. Примеры норм амортизации по некоторым видам энергетического оборудования приведены в Приложении 1.

Затраты на вспомогательные материалы и воду складываются из стоимости покупных материалов и возмещения износа инструментов и приспособлений. К вспомогательным материалам на электростанциях относятся смазочные и обтирочные материалы, все виды масел, шары и била для мельниц, малоценные и быстроизнашивающиеся инструменты, химические реактивы для водоподготовки и др. Значительны затраты на электростанциях, связанные с оплатой воды, используемой в производстве, независимо от того, поступает она из городского водопровода или берется из естественных источников – из водоемов, артезианских скважин. Если вода поступает со стороны (редкий случай в энергетике), она оплачивается по установленным тарифам. Во всех других случаях электростанции должны платить за воду, как за пользование природным ресурсом. Поскольку объемы воды в энергетическом производстве велики, и вода применяется главным образом для охлаждения конденсаторов турбин (так называемая циркуляционная вода), практически на всех электростанциях существуют системы обо-

ротного водоснабжения – отстойники, брызгальные бассейны, градирни. Расходы по эксплуатации этих водооборотных сооружений также относятся к данной статье затрат.

На некоторых предприятиях иногда отдельной статьей учитывается стоимость услуг I_y , которая включает затраты на работы, выполняемые сторонними организациями: по охране территории и складов, испытаниям оборудования, транспортировке грузов, затраты по транспортировке золы, шлака и др. в отвалы.

Остальные составляющие годовых эксплуатационных расходов вычисляются аналогично приведенным расчетам. Прочие затраты в проектной практике часто определяются в заданной доле p_a от условно постоянных расходов $I_{пр}$:

$$I_{пр} = p_a I_{помт} \quad (78)$$

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое показатели использования производственных фондов?
2. Что такое эксплуатационные расходы?
3. Что такое текущие затраты?
4. Что такое себестоимость?
5. Что такое средства труда?
6. Что такое предметы труда?

Глава 7. ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОЦЕНОК

До конца восьмидесятых годов основной была концепция централизованного энергоснабжения, базирующаяся на государственном финансировании энергетического строительства и выборе варианта с позиций общегосударственных интересов. В качестве критерия, (отражающего эффективность инвестиций с общегосударственных позиций, принимался минимум приведенных затрат.

Однако в отличие от мировой практики экономических расчетов в нашей стране различались по численной величине норматив дисконтирования и коэффициент экономической эффективности капитальных вложений. При этом последний в свою очередь дифференцировался как по отраслям, так и по характеру объекта и его территориальному размещению. Очевидно, что такой разноразмерной общегосударственных и отраслевых нормативов открывал дорогу принятию волевых решений с соответствующим ущербом для народнохозяйственных интересов.

Отрыв системы ценообразования от реальных затрат в производстве и при иных видах ресурсов или от их потребительских свойств вызывал необходимость использования в экономических расчетах таких искусственных категорий, как замыкающие затраты, расчетные цены и др.

Сочетание бюджетного финансирования сооружения ЭО с указанным несоответствием тарифов на его продукцию привело к необходимости сопоставления вариантов лишь по затратам в их сооружение и эксплуатацию с опасностью выбора сравнительно лучшего варианта среди ряда неэффективных вариантов приложения инвестиций.

Характеристика объекта в конкретных хозяйственных ситуациях централизованной экономики сводилась к определению чисто условных экономических показателей на период до достижения объектом проектных параметров. В связи с тем, что государственные организации являлись одновременно и инвестором, и заказчиком, и подрядчиком, показатели эффективности имели, как правило, иллюстративный характер и слабо влияли на принятие решения.

Новые социально-экономические условия в корне изменили ситуацию как с точки зрения обеспечения источников инвестиций, так и в отношении критериев оптимальности. Собственниками малых энергетических систем могут выступать различные юридические субъекты:

как государственные и муниципальные органы, так и различного рода смешанные и частные компании, а также частные лица. В зависимости от юридического статуса собственников на них распространяются различные виды финансовых и административных воздействий (налоги, санкции, дотации, банковские льготы, ограничения и др.). В то же время у собственников систем появляется большая свобода действий при решении вопросов о сроках окупаемости, выбора энергоресурсов, типов сооружений и других, весьма жестко регламентированных для крупных энергетических объектов государственного или межрегионального значения, где собственником, видимо, еще долго будет выступать в той или иной форме государство.

В рыночной экономике финансовое обеспечение нового строительства, как правило, более разнообразно и базируется на заемных средствах, средствах, получаемых за счет выпуска ценных бумаг и т.д. Это означает, что появляются многообразные интересы инвесторов. Следовательно, отсутствует единый и единственный критерий эффективности инвестиций для всех участников финансирования строительства системы энергоснабжения. Прибыль даже в условиях рыночной экономики не всегда является единственной целью и стремлением при вложении средств. Это могут быть, наряду с прибылью, надежность в получении дохода, благодаря стабильности в производстве и потреблении энергии; получение налоговых льгот по вложениям и доходам, получаемых от них; расширение доли рынка продукции и услуг, контролируемых данным вкладчиком и другие. Рыночная экономика создает своеобразие в путях и способах достижения эффективности решений.

7.1. Классификация методов экономических оценок

Экономические оценки проводятся как для действующих предприятий (фирм), так и для проектируемых инноваций. При этом различия могут состоять только в применяемых для сравнения эталонах нормативах сроков окупаемости, коэффициентов эффективности, банковских процентных ставок и т.п., не изменяя самой методологии и системы оценочных показателей.

Все методы экономических оценок следует классифицировать в двух плоскостях: по их новизне в отечественной практике – традиционные и современные; по отношению к фактору времени – без учета продолжительности процесса инвестирования и времени действия инвестиций и с учетом этого, т. е. без учета и с учетом фактора времени.

По этим классификационным признакам следует различать:

1. Традиционные методы сравнительной эффективности капиталовложений (инвестиций) без учета фактора времени, в составе которых:

- метод сравнительного срока окупаемости дополнительных капиталовложений (инвестиций), сделанных в более капиталоемкий вариант по сравнению с менее капиталоемким, окупающихся за счет экономии годовых эксплуатационных расходов, достигаемой за счет этих дополнительных капиталовложений;
- метод оценки по коэффициенту эффективности тех же дополнительных капиталовложений (инвестиций);
- метод приведенных затрат для разных вариантов капиталовложений или инвестиций (прежде иногда употреблялся не совсем удачный термин «расчетные затраты»);
- метод оценки экономического эффекта, получаемого от предполагаемых вложений капитала (инвестиций).

При применении этих методов для оценки инвестирования рассматриваемые варианты должны отвечать определенным условиям сопоставимости либо, если они по каким-либо техническим или другим причинам неравнозначны, должны быть приведены в сопоставимый вид.

2. Традиционные методы общей или абсолютной эффективности без учета фактора времени, которые включают оценки по показателям:

- метод оценки по абсолютному (общему) сроку окупаемости капиталовложений (инвестиций) за счет прибыли;
- метод оценки по рентабельности капиталовложений (инвестиций);
- метод оценки по рентабельности производственных фондов;
- метод оценки по рентабельности производства;
- методы оценки по показателям фондоотдачи, фондоемкости и фондовооруженности.

Методы сравнительной эффективности применяются на предпроектной и проектной стадиях инвестирования, а методы абсолютной эффективности – на действующих производствах. Однако, во-первых, экономическая сущность этих методов одинакова, и, во-вторых, абсолютные оценки также могут применяться на предварительных стадиях

инвестирования. Разница для действующих и проектируемых производств состоит в применении несколько различных нормативных показателей.

Те же традиционные методы сравнительной и общей (абсолютной) экономической оценки эффективности инвестиций – с учетом фактора времени или с учетом ущерба от замораживания капитала.

3. Современные методы экономической оценки эффективности инвестиций без учета фактора времени, включающие:

- метод оценки эффективности инвестиций по показателю «текущие затраты»;
- метод оценки эффективности инвестиций по показателю прибыли;
- метод оценки эффективности инвестиций по прибыльному порогу.

Последний из названных методов не является вполне самостоятельным, но ввиду его важности и наглядности достоин рассмотрения в ряду других.

4. Современные методы экономической оценки эффективности инвестиций с учетом фактора времени, в числе которых:

- метод экономической оценки эффективности инвестиций по начальному финансовому состоянию или (более употребительное название) метод капитализированной ренты;
- метод экономической оценки эффективности инвестиций по конечному финансовому состоянию;
- метод экономической оценки эффективности по динамическому сроку окупаемости;
- метод экономической оценки эффективности по показателю внутренней рентабельности (внутренней доходности, внутренней процентной ставки).

Для применения современных методов требуется также ж пользование сравнительно новых, широко не применявшихся у нас ранее понятий, таких, как инвестиционный период, поток наличности, дисконтирование, рента и др.

7.2. Метод сравнительного срока окупаемости

Впервые этот метод был предложен экономистом-энергетиком С.А. Куколь-Краевским в 30-х годах XX в. Сравнивалась эффективность строительства двух объектов одного и того же назначения с примерно одинаковой (отвечающей условиям сопоставимости) производственной мощностью. Позднее преимущественно сравнивались показатели новой техники, предлагаемой взамен старой.

Первый вариант, более капиталоемкий, требует капиталовложений и размере K_1 , а во втором варианте потребуются капиталовложения в размере K_2 , причем по условию $K_1 > K_2$. Дополнительные капиталовложения в первый вариант по сравнению со вторым составят $K_1 - K_2 = \Delta K$. Размерность капиталовложений определяется в рублях без привязки к какому-либо периоду времени. Поэтому это единовременные затраты.

Более капиталоемкий вариант обладает более совершенной технологией, благодаря чему издержки производства по этому варианту I_1 , меньше, чем в более дешевом варианте, где ежегодно потребуются эксплуатационные расходы в размере I_2 , т. е. $I_1 > I_2$, а $I_1 - I_2 = \Delta I$ (экономия издержек в первом варианте по сравнению со вторым). Издержки производства вычисляются, как правило, за год и имеют размерность руб./год. Очевидно, отношение капиталовложений к издержкам даст размерность: руб/(руб/год) = год, следовательно, определит некий сравнительный период времени $T_{\text{ср}}$, измеряемый в годах.

Выбор более предпочтительного варианта осуществляется путем сопоставления вычисленного показателя $T_{\text{ср}}$, с нормативным $T_{\text{н}}$:

$$T_{\text{ср}} = \frac{K_1 - K_2}{I_1 - I_2} \leq T_{\text{н}}, \quad (79)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{\Delta K}{\Delta I} \leq T_{\text{н}}, \quad (80)$$

Показатель $T_{\text{ср}}$ называемый сравнительным сроком окупаемости, отвечает на вопрос: за какое время окупятся дополнительные капиталовложения в более капиталоемкий вариант инвестирования по сравнению с менее капиталоемким за счет экономии на издержках, которую эти дополнительные капиталовложения обеспечивают.

Если этот срок меньше, чем величина нормативного срока окупаемости T_n то стоит вкладывать дополнительные капиталовложения; если больше – не стоит, следует отдать предпочтение варианту с меньшими капиталовложениями.

Определение нормативного срока окупаемости является самостоятельной задачей. Впервые в качестве единого норматива, сначала для энергетики, а затем и для большинства отраслей хозяйства, этот срок чисто экспертно был определен в размере 8 лет. Позже выяснилось, что срок в 8 лет соответствует: 1) среднему времени от возникновения научно-технической идеи до ее воплощения «в металле»; 2) среднему сроку строения» (устаревания) новой техники. Последнее обстоятельство особенно важно, поскольку если дополнительные капиталовложения не окунаются за принятый нормативный срок, то на них не следует идти ввиду того, что новая техника (очевидно, примененная в этом более капиталоемком варианте) через 8 лет уже устареет.

Однако по мере ускорения научно-технического прогресса и более быстрого старения новой техники этот норматив был изменен и принят равным 6,7 г. (дробность этой величины станет понятной после рассмотрения показателя «коэффициент экономической эффективности»). Позднее в некоторых отраслях материального производства были введены свои отраслевые критерии. Например, для оценок при производстве электронно-вычислительной техники, нормативные сроки окупаемости последовательно снижались – 4, 3, 2,5 и 2 года. Это было вызвано сильным развитием этого направления и соответственно быстрым трением компьютерной техники.

В условиях рыночной экономики для оценок на предпроектной и проектной стадиях исследований рекомендуется принимать величину обратной современному банковскому проценту по кредитам или проценту средней доходности по ценным бумагам (правомерность этого также станет понятной из последующих рассуждений). Применение этого метода целесообразно пояснить на примере (в этом и последующих примерах все цифры условные).

Пример 7.1. Принято решение о строительстве ТЭС на биотопливе, причем возможны два варианта реализации этого решения:

1. строительство ТЭС с более дорогим и более совершенным оборудованием требует инвестиций в размере $K_1 = 500$ млн. руб., а годовые эксплуатационные расходы составят $I_1 = 80$ млн. руб./год;

2. строительство ТЭС такого же назначения и с такой же производственной мощностью с использованием старого, по более дешевого оборудования, для чего необходимы $K_2 = 400$ млн.руб, эксплуатационные затраты оцениваются в $I_2 = 100$ млн.руб/год.

Требуется произвести оценку сравнительной эффективности ниш капиталовложений (инвестиций) по вариантам и выбрать наиболее выгодный вариант строительства ТЭС на биотопливе методом сравнительного срока окупаемости. В примере примем банковский процент равным $p = 0,15$ руб./год/руб. или 15%. Нормативный срок окупаемости составит $T_n = 1/p = 6,7$ года.

Решение. Определяем сравнительный срок окупаемости дополнительных капиталовложений в более капиталоемкий вариант ТЭС на биотопливе по сравнению с менее капиталоемким за счет экономии эксплуатационных расходов (издержек), которые эти дополнительные капиталовложения должны обеспечить. Расчет ведем по формуле (79).

$$T_{\text{ср}} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} = \frac{500 - 400}{100 - 80} = \frac{100}{20} = 5 \text{ лет} < T_n = 6,7 \text{ года.}$$

Вывод: более выгодным является первый вариант инвестирования, следует вкладывать дополнительные капиталовложения в размере $\Delta K = 100$ млн. руб., поскольку они окупаются за 5 лет, что выгоднее по сравнению с помещением этих средств в банк или ценные бумаги под 15% годовых.

7.3. Метод коэффициента экономической эффективности

В некоторых случаях удобнее вычислять отношение не дополнительных капиталовложений к обеспечиваемой ими экономии годовых издержек, а наоборот, отношение экономии издержек к дополнительным капиталовложениям. Такой показатель был назван коэффициентом экономической эффективности (фактическим – $E_{\text{ф}}$) и по определению он является величиной, обратной сравнительному сроку окупаемости.

$$E_{\Phi} = \frac{I_2 - I_1}{K_1 - K_2} \leq E_{\Pi}, \quad (81)$$

Коэффициент экономической эффективности показывает величину экономии издержек производства, которую даст каждый дополнительно вложенный рубль инвестируемых средств.

Как и срок окупаемости, коэффициент экономической эффективности для принятия решения о выгодности или нецелесообразности вложений капитала должен сравниваться с нормативной величиной – нормативным коэффициентом экономической эффективности E_{Π} . Размерность этого показателя 1/год = год⁻¹. Иногда принимают в долях единицы или в процентах.

Коэффициент экономической эффективности является обратным по отношению к сроку окупаемости. Нормативный коэффициент экономической эффективности в разное время принимался равным 0,12 (при $T_{\Pi} = 8$ годам $E_{\Pi} = 1/8 = 0,125$, однако третий знак после запятой был отброшен как лишний, ввиду превышения доверительной точности технико-экономических расчетов). Затем он был установлен в размере 0,15 (тогда $T_{\Pi} = 1/0,15 = 6,7$ года – отсюда дробная величина этого норматива).

Если вспомнить, что прибыль m является разницей между суммой реализации R и издержками производства I

$$m = R - I, \quad (82)$$

то для разных вариантов инвестирования при одинаковой сумме реализации (ввиду одинаковой рыночной цены на продукцию и одинаковом – по условиям сопоставимости – объеме продажи) $m_2 = R - I_2$, и $m_1 = R - I_1$, откуда

$$\Delta m = m_1 - m_2 = (R - I_1) - (R - I_2) = I_2 - I_1 = \Delta I \quad (83)$$

иными словами, экономия издержек представляет собою дополнительную прибыль. Тогда коэффициент экономической эффективности можно представить в виде соотношения:

$$E_{\Phi} = \frac{\Delta I}{\Delta K} = \frac{\Delta m}{\Delta K}, \quad (84)$$

Это соотношение, во-первых, показывает, сколько рублей прибыли может быть получено на каждый рубль дополнительных капитальных вложений, т.е. определяет доходность этого (в данном случае – дополнительно вложенного) капитала, а во-вторых, в данной интерпретации коэффициент экономической эффективности полностью идентичен показателю рентабельности капиталовложений.

Очевидно, в качестве нормативного коэффициента экономической эффективности здесь с полным основанием может использоваться средняя величина доходности капитала в соответствующий период времени – средний дивиденд по акциям и ценным бумагам или, как наиболее известный показатель – средний банковский процент (по депозитам) – p . Отсюда может быть определена для каждого периода времени разная величина

$$E_H = p, \quad (85)$$

А нормативный сравнительный срок окупаемости

$$T_H = \frac{1}{E_H} = \frac{1}{p}. \quad (86)$$

7.4. Метод приведенных затрат

Методы оценки по сравнительному сроку окупаемости и коэффициенту экономической эффективности предусматривают сопоставление всего лишь двух вариантов инвестирования. На самом деле таких вариантов может быть значительно больше. Поэтому со временем формулы (79) и (80) были преобразованы при алгебраическом решении равенства, которое возникает для равно экономичных вариантов инвестирования:

$$K_1 - K_2 = (I_2 - I_1) T_H;$$

$$K_1 - K_2 = (I_2 - I_1) / E_H;$$

$$E_H (K_1 - K_2) = I_2 - I_1$$

После преобразования получим:

$$E_H K_1 + I_1 = E_H K_2 + I_2$$

Очевидно, что равенство действительно только для частного случая – для равно экономичных вариантов (по условию данных преобразований). В большинстве случаев будет иметь место неравенство:

$$\begin{aligned} E_n K_1 + I_1 &\neq E_n K_2 + I_2 \\ E_n K_1 + I_1 &\geq E_n K_2 + I_2 \end{aligned}$$

При этом более экономичным является вариант инвестирования, у которого сумма годовых издержек I и капиталовложений K , помноженных на нормативный коэффициент экономической эффективности E_n , будет наименьшей. Тогда критерий эффективности примет вид:

$$Z = E_n K + I \rightarrow \min \quad (87)$$

Этот показатель получил название «приведенные затраты», а произведение $E_n K$ – «приведенные капиталовложения».

Следовательно, приведенные затраты – это сумма издержек производства и приведенных капиталовложений, критерием эффективности того или иного варианта инвестирования является минимум приведенных затрат. С помощью приведенных затрат можно сравнивать любое количество вариантов инвестирования.

Однако выбор, осуществленный методом приведенных затрат, нуждается в осмыслении величины, на которую отличается этот показатель в сравниваемых вариантах. Если величины Z_1 и Z_2 отличаются не менее чем на 10%, то выбор нельзя признать корректным ввиду того, что обычная точность исходных данных для технико-экономических расчетов лежит в доверительном диапазоне $\pm 10\%$, то их следует признать равно экономичными, т.е. экономический инструмент «приведенные затраты» в этом случае не срабатывает. Тогда для выбора приходится пользоваться другими критериями, например – минимумом капиталовложений, минимальной материало-, энерго-, или трудоемкостью и т.п.

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое экономическая оценка производства?
2. Какие методы экономических оценок существуют?
3. В чём заключается метод сравнительного срока окупаемости?
4. В чём заключается метод коэффициента экономической эффективности?
5. В чём заключается метод приведенных затрат?

Глава 8. ОСНОВНЫЕ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВОК ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Целесообразность использования установок НВИЭ возможна при получении достаточного экономического эффекта инвесторами или при достижении иных целей. В большинстве случаев это все-таки связано с достижением определенного экономического результата.

В общем случае принятие решения о строительстве установки НВИЭ базируется на оценке абсолютных или относительных экономических показателей и сравнении их с принятыми критериями. Практика оперирует двумя методами: абсолютной эффективности решений и сравнительной эффективности.

Первый метод применяется на стадии принятий решений о необходимости и путях использования финансовых ресурсов. Он сопровождается рассмотрением комплекса вопросов о ценах, тарифах, налогах, банковских процентах за кредит, штрафах и т.д.

Второй метод применяется тогда, когда само решение о строительстве принято, все экономические последствия определены и требуется лишь выбрать лучший из альтернативных вариантов решения. При оценке сравнительной эффективности решений должны быть обеспечены следующие основные условия сопоставимых вариантов:

- тождество результатов (производство энергии по объему и структуре, располагаемая максимальная мощность, другие виды полезного эффекта, неблагоприятного воздействия);
- тождество места получения полезного эффекта;
- тождество времени получения полезного эффекта.

Для обеспечения тождества используется искусственный введение замыкающих объектов, компенсирующих недостающий результат или исключаящих неблагоприятные эффекты, включая и экономические.

Компенсационные мероприятия учитываются в экономических показателях вариантов: капиталовложения и ежегодных издержках.

$$K_{i\Sigma} = K_{i0} + \sum_k K_{ik \text{ комп}} \quad (88)$$

где K_{i0} , I_{i0} – капиталовложения и издержки в основной объект i ;

$K_{ik \text{ комп}}$, $I_{ik \text{ комп}}$ – компенсационные капиталовложения и издержки по k – фактору для варианта i ;

$$I_{i\Sigma} = I_{i0} + \sum_k I_{ik \text{ комп}} \quad (88)$$

Сравнительная эффективность вариантов определяется по одному из трех возможных условий:

- по сроку окупаемости дополнительных капиталовложений в сравниваемых вариантах i и $i + 1$:

$$T_{i,i+1} = \frac{K_{i+1} - K_i}{I_i - I_{i+1}} \leq T_H \quad (90)$$

- по коэффициенту эффективности дополнительных капиталовложений:

$$E_{i,i+1} = \frac{I_i - I_{i+1}}{K_{i+1} - K_i} \geq E_H \quad (91)$$

- по затратам (приведенным, расчетным):

$$Z_i = E_H K_i + I_1 \rightarrow \min \quad (92)$$

Здесь T_H , E_H – соответственно нормативные показатели срока окупаемости и коэффициента эффективности дополнительных капиталовложений.

Абсолютная эффективность может оцениваться на основе зависимостей:

$$\mathcal{E}_i = D_i - P_H K_1 \rightarrow \max \quad (93)$$

$$T_{\text{абс}} = \frac{K_i}{I_1} \rightarrow \min, \quad (94)$$

$$E_{\text{абс}} = \frac{D_i}{K_1} \rightarrow \max, \quad (95)$$

где P_H – норма прибыли (рентабельности) на вложенные средства;

D_i – доход, полученный при реализации решения i

$$D_i = \sum_l C_{li} \Pi_{li} - I_{i\Sigma} \quad (96)$$

где C_{li} – цена вида l полезного эффекта (продукции, услуг) в варианте i ;

P_{li} – объем продукции (услуг) вида l в варианте i .

Применение каждого из двух групп показателей эффективности связано с решением ряда принципиальных вопросов.

Так, показатели сравнительной эффективности всегда требуют обеспечения тождества (или экономического учета неожиданности) решений. Это обусловлено тем, что вектор полезного потребления задается независимо от варианта решения как исходная предпосылка. Например, выдача определенного количества энергии, соблюдения норм вредных воздействий, баланс пахотных земель и т.п.

При определении абсолютной эффективности сохраняется свобода отказа от выпуска той или иной продукции, предоставления тех или иных услуг или наоборот, расширения возможностей варианта. Планируя инвестиции, в этом случае ставятся цели получения прибыли, расширения влияния, получения определенной доли в сбыте продукции или предоставлении услуг.

Таким образом, получение прибыли чаще всего является решающим фактором в реализации проектов строительства установок НВИЭ. Определенные проблемы при оценке эффективности капиталовложений связаны с возможностью экономической оценки тех или иных факторов. Если при расчете показателей сравнительной эффективности те или иные результаты не обязательно оценивать экономически (например, безопасность, продолжительность жизни и т.п.), важно лишь обеспечить их тождественно и оценить дополнительные мероприятия, то при оценке абсолютной эффективности такой подход не допустим.

В последнем случае требуется переход либо к системам ограничений, запрещающий вариант, не вписывающийся в ограничения, либо использование многокритериального подхода, вводя те или иные экономические нецениваемые результаты в критериальную систему.

$$Ш_i = \sum_{\xi} Ш_{\xi i} (A_{\xi i} - A_{\xi n}) \quad (97)$$

Тогда реальный доход определяется условием:

$$D'_i = D_i - Ш_i . \quad (98)$$

В некоторых случаях, особенно при учете негативных последствий решений, может быть использован метод штрафных функций.

Неблагоприятные воздействия решений штрафуются по определенным ставкам за пределами допустимых значений.

В тех случаях, когда инвестиционный процесс растянут во времени, при оценке эффективности хозяйственных проектов следует учитывать фактор времени. Для учета фактора времени целесообразно использовать метод дисконтирования как затрат, так и результатов по формуле сложных процентов.

$$Z_i = E_H \sum_t^T K_{ti} (1 + E_d)^{T-t} + \sum_t^T И_{ti} (1 + E_d)^{T-t} \rightarrow \min \quad (99)$$

$$\begin{aligned} \text{Э}_i = -E_H \sum_t^T K_{ti} (1 + E_d)^{T-t} + \sum_t^T (D_{ti} - Ш_{ti}) (1 + E_d)^{T-t} \rightarrow \max \\ (100) \end{aligned}$$

где E_d – коэффициент дисконтирования.

Для правильного расчета необходимо из ежегодных затрат исключить амортизационные отчисления на реновацию, т.е. учитывать лишь следующую величину:

$$И'_{ti} = И_{ti} - A_{ti} = И_{ti} - a_p \Phi_{oti} \quad (101)$$

где a_p – норма отчислений на реновацию;

Φ_{oti} – стоимость основных производственных фондов на момент времени t в варианте i .

При дисконтировании могут быть реализованы два подхода: приведение к конечному моменту времени $T_{прив}$, либо приведение к началу расчетного периода. Последнее выполняется по формулам:

$$\begin{aligned} Z'_i = E_H \sum_t^{T-1} K_{ti} (1 + E_d)^{-1} + \sum_t^{T-1} И_{ti} (1 + E_d)^{-1} \rightarrow \min \\ (102) \end{aligned}$$

$$\text{Э}'_i = -E_H \sum_t^{T-1} K_{ti} (1 + E_d)^{-1} + \sum_t^{T-1} (D_{ti} - Ш_{ti}) (1 + E_d)^{-1} \rightarrow \max (103)$$

$$\text{или } \text{Э}'_i = -Z'_i + \sum_t^{T-1} Ц_{ti} П_{ti} (1 + E_d)^{-1} \rightarrow \max \quad (104)$$

При использовании установок НВИЭ малой мощности можно не учитывать как многих видов затрат, так и многих видов эффектов в сравнении с другими альтернативами. Полностью отсутствуют затраты и эффекты инфраструктурного характера, по переселению жителей, по

сведению лесов и восстановлению земель. Установки НВИЭ могут работать как в изолированном режиме, так и в составе энергосистемы.

Особенностями методики обоснования эффективности использования установок НВИЭ являются следующие.

1. Необходимость включения в рассмотрение аккумулирующих установок при работе на локального потребителя и дублирующих мощностей при работе в энергосистеме.
2. Появление новых видов экологического воздействия при их применении, например, повышенной опасности для птиц или повышенный шум от ветроагрегатов ВЭС. В общем случае затраты при сооружении энергоустановок на базе НВИЭ включают:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{эу}} + Z_{\text{д(ак)}} + Z_{\text{лэп}} + Z_{\text{з}} + Z_{\text{вода}} + Z_{\text{эк}} - \text{Э}_{\Sigma} + \sum_j Y_j \quad (105)$$

где $Z_{\text{эу}}$ – затраты в саму энергоустановку;

$Z_{\text{д(ак)}}$ – затраты дублирующую мощность, аккумулирующую установку;

$Z_{\text{лэп}}$ – затраты в сооружении ЛЭП для связи с энергосистемой;

$Z_{\text{вода}}$ – затраты, обусловленные потреблением воды в энергоустановке;

$Z_{\text{з}}$ – затраты на компенсацию потерь земли, отчуждаемой под установку НВИЭ;

$Z_{\text{эк}}$ – расходы по обеспечению экологического равновесия по сравнению с отсутствием установки НВИЭ;

Э_{Σ} – суммарный эффект от применения НВИЭ по сравнению с альтернативными;

Y_j – ущерб от компенсируемого воздействия j установки НВИЭ на окружающую среду и человека.

Мощности дублирующих и аккумулирующих систем оцениваются, исходя из условий работы рассматриваемых энергоустановок и требуемой гарантированной мощности

$$\Delta N_{\text{д(ак)}} = \max (N_{t \tau \xi}), \quad (106)$$

где $N_{t\tau\xi}$ – гарантированная мощность в период времени τ для условий работы ξ . Тогда для дублирующих установок будем иметь:

$$Z_D = Z_N \Delta N_D + Z_{\text{топл}} \quad (107)$$

$$Z_{\text{топл}} = C_{\text{топл}} b_{\text{кэс}} \Delta N_D \tau_D \quad (108)$$

где Z_N – удельные совокупные затраты на дублирующую мощность ЭЭС без учета топливной составляющей;

$Z_{\text{топл}}$ – затраты на топливо для выработки энергии в период отсутствия возможностей работы установки НВИЭ;

$C_{\text{топл}}$ – цена топлива;

$b_{\text{кэс}}$ – средний удельный расход топлива заменяющими КЭС;

τ_D – среднегодовое число часов работы дублирующей мощности.

$$Z_{\text{ак}} = Z_N \Delta N_{\text{ак}}, \quad (109)$$

где Z_N – затраты на создание и эксплуатацию аккумулирующих систем;

$\Delta N_{\text{ак}}$ – требуемая мощность аккумулирующих установок.

Ущерб от действия установок НВИЭ можно оценить как сумму:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\phi} + Y_{\text{ки}} + Y_{\text{ш}} + Y_{\text{ос}}, \quad (110)$$

где Y_{ϕ} – ущерб, наносимый фауне (птицам, животным);

$Y_{\text{ки}}$ – ущерб от изменения климатических условий (ветровых потоков при ВЭС);

$Y_{\text{ш}}$ – ущерб, вызываемый шумовыми явлениями;

$Y_{\text{ос}}$ – ущерб окружающей среде (земле, воде, воздуху).

Каждая из этих составляющих на сегодняшний день может быть оценена экспертно и с большими ошибками, так как отсутствует необходимый для этого опыт эксплуатации. Эффекты от применения установок НВИЭ должны оцениваться по сравнению с альтернативными и в том объеме, который не компенсирован приведением вариантов к тождеству. Это может быть эффект, обусловленный отсутствием выбросов твердых, газообразных и жидких веществ $\mathcal{E}_{\text{выбр}}$.

Эффект от отсутствия тепловой нагрузки атмосферы и водоемов $\mathcal{E}_{\text{ти}}$, эффект от снижения или полного исключения потребления кислорода воздуха \mathcal{E}_{O_2} , эффект от снижения заболеваемости и смертности

людей в процессах энергопроизводства, добычи и транспорта топлива и его отходов $\mathcal{E}_{\text{заб}}$, $\mathcal{E}_{\text{см}}$, эффект от снижения степени урбанизации жизни $\mathcal{E}_{\text{урб}}$ и другие $\mathcal{E}_{\text{пр}}$. Методика их расчета разрабатывается для каждого типа установки НВИЭ. Обобщенный эффект оценивается как сумма отдельных эффектов:

$$\mathcal{E}_{\text{нвиэ}} = \mathcal{E}_{\text{выбр}} + \mathcal{E}_{\text{ти}} + \mathcal{E}_{\text{O}_2} + \mathcal{E}_{\text{заб}} + \mathcal{E}_{\text{см}} + \mathcal{E}_{\text{урб}} + \mathcal{E}_{\text{пр}} \quad (111)$$

При обосновании эффективности использования установки НВИЭ представляется целесообразным рассматривать систему взаимодополняющих установок, например, ВЭС + БиоЭС, каждая из которых могла бы поочередно выполнять функции дублирующей мощности.

Вполне возможно, что при крупномасштабном строительстве установок НВИЭ появятся дополнительные экологические и социальные эффекты. При оценке ежегодных издержек (И), ущерба (У) и эффекта (Э) необходимо соблюдать ряд правил, позволяющих достичь соответствия методов расчета показателей и результатов определения эффективности.

Общими для всех показателей являются следующие правила:

1. Единство расчетной базы для всех показателей во всех альтернативных решениях.
2. Полный учет всех сопряженных и сопутствующих затрат во взаимосвязанных с каждым альтернативным решением подсистемах; реализация принципа материально-вещественной, а не финансово-денежной компенсации потерь, вызываемых энергетическим строительством.
3. Учет инфляции при оценке всех экономических показателей, используемых в расчетах эффективности за весь период строительства и освоения.
4. Оценка ущерба и эффекта, включаемых в критерий эффективности, лишь по тем направлениям, где принципиально невозможно реализовать принцип полной компенсации.
5. Разнесение затрат и результатов между участниками при комплексном использовании объекта.
6. Учет динамики цен в технико-экономических расчетах. Одной стороной динамики цен являются инфляционные процессы, другой – научно-технический прогресс, а третьей – истощение энергетических ресурсов.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие условия сопоставимости исходных данных нужно соблюдать при оценке сравнительной эффективности решений?
2. Какие варианты сравнительной эффективности существуют?
3. Какие общие правила можно выделить для всех показателей эффективности?

Глава 9. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С УСТАНОВКАМИ НВИЭ

Выбор эффективной (наилучшей) системы энергоснабжения – сложная комплексная задача. На этот выбор, безусловно, влияют природные, социальные, экономические, технические факторы. В процессе создания и функционирования систем энергоснабжения вовлекаются различные виды ресурсов (ограниченных), оценка которых (при обеспечении основной цели – энергоснабжения) и определяет обоснованность выбора той или иной системы. К ограниченным ресурсам прежде всего относятся природные ресурсы (земля, вода, воздух, энергоресурсы), трудовые ресурсы, капитал. Реакцией на ограниченность ресурсов может являться либо введение системы ограничений (лимитов, квот, предельно допустимых норм использования, штрафов), либо введение системы экономических оценок использования этих ресурсов (через налоги, дотации и т.д.).

Методика обоснования выбора систем энергоснабжения

Очевидно, что проблема выбора той или иной системы энергоснабжения – это прежде всего проблема сопоставления ее с альтернативными вариантами энергоснабжения.

Общепринятым методом экономического обоснования целесообразности строительства энергетического объекта является **метод сравнительной эффективности**. Сущность этого метода заключается в сопоставлении затрат на создание и эксплуатацию различных альтернативных вариантов систем энергоснабжения, обеспечивающих заданные требования по энергоснабжению намеченного круга потребителей (по мощности, по энергии и режиму ее выдачи, по параметрам и т.д.).

Сопоставление затрат осуществляется соотношением "доходов" (В) и "расходов" (Р). При этом под расходами понимается суммарная стоимость всех видов ресурсов (материальных, трудовых, финансовых), вовлекаемых в процесс создания и функционирования определенного варианта энергоснабжения, а также суммарная оценка всех отрицательных эффектов, возникающих в результате реализации этого варианта, а под доходами – те же самые показатели альтернативного варианта энергоснабжения. Критерием экономической эффективности

варианта служит величина отношения (разность) суммарного дисконтированного дохода за расчетный период к суммарному дисконтированному расходу за этот же период. Если дисконтированные доходы за расчетный период превышают расходы, то вариант системы энергоснабжения считается более предпочтительным, чем альтернативный.

Таким образом, критерий экономической эффективности в наиболее общем виде формулируется достаточно просто:

$$D/P > 1 \text{ или } D - P > 0 \quad (112)$$

В процесс создания и функционирования систем энергоснабжения вовлекаются различные виды ограниченных ресурсов (природные ресурсы – земля, вода, воздух, энергоресурсы; трудовые ресурсы; капитал), экономическая оценка которых (при обеспечении основной цели – надежного энергоснабжения) и определяет обоснованность выбора той или иной системы. Полнота учета всех влияющих факторов и всех вовлекаемых ресурсов, объективность экономических оценок – обязательное условие принятия решения о предпочтении той или иной системы энергоснабжения.

Выбор эффективной (наилучшей) системы энергоснабжения – сложная комплексная задача. При ее решении необходим учет влияния многих факторов, по-разному проявляющих свое воздействие в различных системах энергоснабжения. Приступая к проектированию и экономической оценке той или иной системы, необходимо с максимально возможной полнотой выявить эти факторы (их качественные проявления и количественные значения). Все влияющие факторы можно сгруппировать в несколько групп.

1. Факторы, определяемые характеристикой объекта энергоснабжения

К таким факторам относятся: численность населения и принятые архитектурно-планировочные решения (типы зданий, их расположение, зонирование территории и т.д.), стиль жизни, если в качестве объекта энергоснабжения выступает населенный пункт, характер и объем продукции, производимой предприятиями, технология ее производства, производственные процессы, если в качестве объекта энергоснабжения выступает какое-либо производство. Именно эти факторы определяют три важнейших обобщающих показателя, необходимых для

проектирования системы энергоснабжения – объем энергопотребления, режим энергопотребления, распределение потоков энергии в границах объекта энергоснабжения.

2. Факторы, связанные с динамикой и интенсивностью развития объекта энергоснабжения

Следует иметь в виду, что начальная нагрузка систем энергоснабжения, срок их выхода на нормальный режим работы, моменты необходимого наращивания мощности системы определяются, по сути, именно динамикой и интенсивностью развития самого объекта энергоснабжения. Если объектом энергоснабжения является населенный пункт, то необходимо представить характер изменения его численности, направления изменения архитектурно-планировочных решений, тенденции в уровне бытового обслуживания, динамику уровня благосостояния и стиля жизни населения. Для производственного объекта необходимо представить программу его развития, возможные изменения направлений его деятельности, этапы модернизации и реконструкции.

3. Факторы, зависящие от уровня организационно-технического совершенства энергетического хозяйства

К таким факторам, прежде всего, можно отнести коэффициенты полезного действия устройств, формирующих систему энергоснабжения, уровень автоматизации управления, укомплектованность устройствами, уменьшающими вредное воздействие на окружающую среду.

Удельные расходы первичных энергоресурсов и уровень воздействия системы энергоснабжения на окружающую среду определяются во многом факторами этой группы.

4. Факторы, зависящие от самой принятой системы энергоснабжения

Среди факторов этой группы следует отметить прежде всего число часов использования установленной мощности и пропускной способности отдельных элементов и их увязку в системе энергоснабжения в целом, количество обслуживаемого персонала, уровень автоматизации управления, уровень надежности системы энергоснабжения в целом. Здесь же следует рассматривать и уровень "комфортности" обеспечения потребителей энергии. Факторы этой группы оказывают очень сильное влияние на величины удельных капиталовложений и вовлечения трудовых ресурсов.

5. Факторы, отражающие внешние для объекта энергоснабжения условия

К таким факторам относятся экономические оценки (цены) первичных энергоресурсов, вытекающие из состояния топливно-энергетического баланса мира, страны, региона; величина транспортных затрат, обусловленная местоположением объекта энергоснабжения; заработная плата (и все другие формы оплаты труда) как результат развития экономики и государственной и региональной социальной политики; санитарно-гигиенические требования как к состоянию внешней среды, так и к микроклимату как отражение целого комплекса социальных, экономических и биологических факторов; энергоемкость бытовых и производственных процессов, являющихся отражением состояния экономики, техники, науки.

Изучение объекта энергоснабжения с его внутренними и внешними связями позволяет, как правило, предложить несколько альтернативных вариантов энергоснабжения и, соответственно, систем энергоснабжения. При их проработке необходимо обеспечить их сопоставимость. Суть сопоставимости прежде всего в обеспечении одинакового энергетического полезного (целевого) эффекта у потребителя. Если это не обеспечивается, то строго говоря, варианты несопоставимы. Сопоставимость по каким-то иным, не целевым эффектам различных систем энергоснабжения обеспечивается либо введением дополнительных элементов в систему, либо учетом затрат замещения (затраты на обеспечение соответствующего эффекта вне объекта или системы энергоснабжения).

Определение полезного (целевого) расхода энергии (в часовом, суточном, сезонном, годовом, даже многолетнем разрезе) является ключевым моментом проектирования системы энергоснабжения, ибо дает основу для выбора мощностей и пропускной способности как отдельных элементов, так и системы в целом, определение потребностей в первичных энергоресурсах.

При переходе от целевого расхода энергии к требуемому расходу энергии и топлива на различных стадиях получения и передачи энергии следует пользоваться следующими зависимостями:

$$\mathcal{E}_1 = \frac{\mathcal{E}_1}{q_{\text{п}}}, \quad (113)$$

$$\mathcal{E}_3 = \frac{\mathcal{E}_1}{q_n q_{ел}}, \quad (114)$$

$$\mathcal{E}_4 = \frac{\mathcal{E}_1}{q_n q_{ел} q_{ак}}, \quad (115)$$

$$\mathcal{E}_5 = \frac{\mathcal{E}_1}{q_n q_{ел} q_{ак} q_{сн}}, \quad (116)$$

$$B_n = \frac{\mathcal{E}_1}{q_n q_{ел} q_{ак} q_{сн} q_r Q_n^p}, \quad (117)$$

где \mathcal{E}_1 – целевой расход энергии потребителем;

\mathcal{E}_2 – энергия, поданная в потребительские установки (внутренние элементы систем энергоснабжения – отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, освещение, технологические установки и др.);

\mathcal{E}_3 – энергия, поступившая от источников энергии (или из аккумуляторных установок) в энергопроводы (ЛЭП, теплопроводы и другие);

\mathcal{E}_4 – энергия, поступившая от источников энергии в аккумуляторные установки;

\mathcal{E}_5 – энергия, производимая в энергоисточнике с учетом собственных нужд и потерь;

B_n – расход первичного энергоресурса на обеспечение целевого расхода энергии потребителем (в натуральном исчислении);

Q_n^p – теплотворная способность первичного энергоресурса (энергетический потенциал);

$q_n, q_{ел}, q_{ак}, q_{сн}, q_r$ – соответственно коэффициенты, учитывающие энергетические потери в потребительских установках, в энергопроводах, в аккумуляторных установках, в самих энергоисточниках.

Не вдаваясь в технологические аспекты проектирования систем энергоснабжения, которые регламентируются целым рядом нормативных документов, отметим только, что при экономическом сопоставлении этих систем необходимо по возможности точное знание всех их технических (рабочих) характеристик.

Сопоставление систем энергоснабжения ведется по затратам на их создание и функционирование. Рекомендуется сопоставление вести по трем показателям затрат.

Первый – сумма полных затрат в систему энергоснабжения (с учетом инфляционных процессов, дисконтирования, пользования кредитами и другие) за расчетный период, в пределах которого определяется экономическая эффективность системы.

Второй – распределение полных затрат по годам расчетного периода.

Третий – усредненные удельные полные затраты на выдачу потребителю энергии в течение расчетного периода.

Система этих показателей строится на одной и той же экономической базе и в своей совокупности даст возможность владельцу системы принимать взвешенные хозяйственные решения об экономической возможности самого создания и функционирования системы, о соответствии возможностей вложения средств в систему в определенные годы, условиям создания и функционирования системы, об экономической оценке энергетических затрат в производство и другие сферы интересов владельца системы энергоснабжения или о прибыльности самого производства и продажи энергии.

Если графически представить условный процесс вложения средств (затрат) в систему энергоснабжения (рис. 9.1), то первому показателю соответствует площадь под кривой, второму – годовые значения затрат на кривой, третьему – отношение площади под кривой к общему расходу энергии потребителем.

Показатели затрат:

1. Капитализированные суммарные затраты:

$$Z = \sum_{t=1}^{t=T_p} Z_t \quad (118)$$

2. Распределение затрат по годам расчетного периода:

$$Z_1, Z_2, \dots, Z_{T_p} \quad (119)$$

3. Удельные затраты на выдачу потребителю энергии:

$$z_{уд} = \frac{\sum_{t=1}^{t=T_p} z_t}{\sum_{t=1}^{t=T_p} \Delta t}, \quad (120)$$

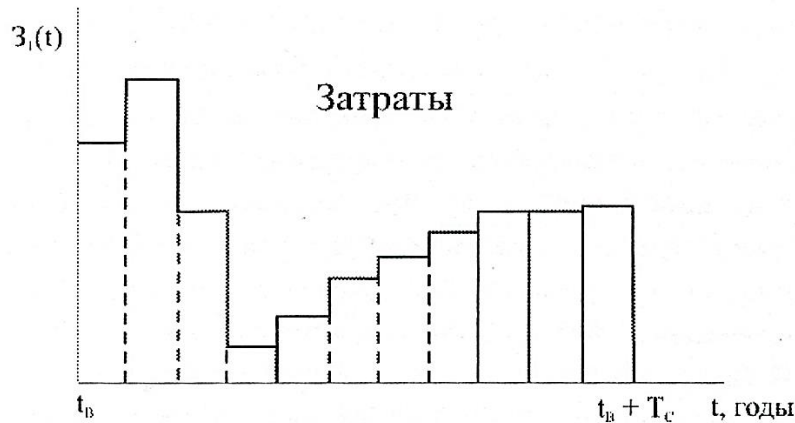


Рис. 9.1. Распределение затрат в ЭО по годам

Все привлекаемые к созданию и функционированию системы энергоснабжения затраты целесообразно объединить в три ресурсные группы (достаточно распространенный подход в экономических работах):

- природные и энергетические ресурсы;
- трудовые ресурсы;
- средства производства (выделяются отдельно машины и механизмы, обеспечивающие транспорт, и другие мобильные процессы, и сооружения, оборудование, материалы).

Такой подход не только удобен тем, что эти группы затрат достаточно легко вычлняются из сметно-финансовой документации проектных разработок, но и отвечают тенденциям формирования социально-экономической инфраструктуры в новых условиях:

- специализация рынков,
- специфика формирования систем экономического и административного воздействия,
- специфика формирования инфляционных процессов и банковских учетных ставок.

Этот подход позволяет также достаточно просто производить анализ природоемкости, энергоемкости, трудоемкости и т.д.

Полные затраты на систему энергоснабжения включают в себя прямые и косвенные затраты. Под прямыми затратами понимаются все виды затрат, непосредственно связанные с созданием и функционированием системы энергосбережения, с учетом прямого налогообложения, инфляционных процессов, специфики финансирования и т.д. Под косвенными затратами понимаются затраты, связанные с экономической оценкой социальных, экологических, технологических воздействий системы энергоснабжения на окружающую среду и социальную инфраструктуру региона или района, в котором будет расположена система энергоснабжения.

В настоящее время система таких оценок на местах только формируется. Однако можно утверждать, что в ближайшее время они будут появляться во всех регионах. Формы их проявления будут разные, в связи с этим будут определяться способы их включения в полные затраты.

Исчисление затрат следует вести по элементам системы энергоснабжения в годичном разрезе (по желанию владельца системы, заказчика временной разрез может быть и иной).

Исчисленные и сведенные в таблицу затраты позволяют определить т.е. три показателя, которые рекомендуются в качестве критериев при сравнении различных вариантов систем энергоснабжения.

При их совместном рассмотрении возможна противоречивость, т.е. относительно первого и третьего показателей предпочтения очевидно одинаковы и количественно определяемы, что касается второго, то здесь никаких формализованных количественно оцениваемых решений быть не может. Решение может быть принято только владельцем системы (или лицом, принимающим решение (ЛПР), которому он доверяет), и решение это вытекает только из общей оценки и прогноза своих финансовых возможностей. Следует отметить, что при неудовлетворенности по второму показателю предпочтительности системы энергоснабжения и предпочтении системы по первому и третьему показателям может быть проведена определенная корректировка стратегии создания системы, которая не изменит существенно первый и третий показатели.

Вопросы для самоконтроля

1. В чём заключается методика обоснования выбора систем энергоснабжения?
2. Что относится к факторам, определяемые характеристикой объекта энергоснабжения?
3. Что относится к факторам, связанным с динамикой и интенсивностью развития объекта энергоснабжения?
4. Что относится к факторам, характеризующим уровень организационно-технического совершенства энергетического хозяйства?
5. Что относится к факторам, характеризующим саму принятую систему энергоснабжения?
6. Что относится к факторам, отражающие внешние для объекта энергоснабжения условия?

Глава 10. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

10.1. Дисконтирование

Предположим, что имеется P вариантов создания систем энерго-снабжения с установками НВИЭ. Обозначим каждый вариант буквой p . Для каждого варианта существует n_p переменных принятия решений X_j^p . Эти переменные и их значения, выраженные вектором X_p , определяют p – й вариант (план). Индекс j отличает одну переменную от другой, а индекс p – один вариант (план) от другого.

Цель исследований в данном случае состоит в нахождении такого варианта p , определяемого X_p , который максимизирует чистый доход D . Эта цель может быть выражена математически как:

$$D(X_p) \Rightarrow \max, \quad (121)$$

Для всех $p \in P$.

Для выбора варианта, обеспечивающего максимальный доход, необходимо оценить чистый доход, получаемый от каждого варианта p .

Варианты энергоснабжения могут включать различные технические проекты с разными экономическими сроками службы, периодами строительства и освоения, что определяет различные временные потоки доходов и расходов.

Чистый доход $D_j(X_p)$, полученный в период t в результате реализации системы энергоснабжения p , может быть записан как D_t^p . Каждый вариант энергоснабжения характеризуется временным потоком или вектором чистых доходов, которые будут получены в течение периода планирования (расчетного срока) T_p ,

$$\{D_1^p, D_2^p, D_3^p, \dots, D_t^p, \dots, D_{T_p}^p\}, \quad (122)$$

Очевидно, что если в любом временном интервале t доходы превышают расходы, то $D_t^p > 0$, в противном случае $D_t^p < 0$.

Рассмотрим метод, используемый для сравнения различных временных потоков чистого дохода, который будет получен в результате реализации различных вариантов энергоснабжения в различные периоды T_p .

Основным понятием в оценке различных временных потоков расходов и доходов является стоимость денег с учетом дохода будущего периода.

Сегодня частные лица, частные предприятия, а также правительственные организации для осуществления каких-либо проектов или планов пользуются кредитами². Эта деятельность характеризуется двумя взаимосвязанными факторами:

1) взятая сумма должна быть возвращена;

2) займодавцам должна быть выплачена дополнительная сумма денег, называемая прибылью или процентами, за то, что их деньги использовались в течение некоторого периода времени. В частном секторе норма прибыли или, процент на капитал, часто определяется как предельная норма возврата денег за пользование капиталом. Если отдельные лица имеют в своем распоряжении определенные суммы денег, называемые капиталом, то они могут или использовать их сами для получения прибыли, или давать их в долг и получать норму прибыли, преобладающую в это время на бирже. Предположим, что люди, имеющие капитал, вкладывают свои деньги в те мероприятия, где они приносят наибольшую прибыль, тогда большинство вкладчиков получает преобладающую на бирже норму прибыли в виде прибыли или процентов с их капитала.

Рассмотрим задачу определения временного потока дохода, где норма прибыли в каждый период равна r . Смысл r заключается в том, что если кто-то дает в долг определенную сумму денег V в начале 1-го периода, то в конце этого периода, кроме V , он получает прибыль, равную $(r \cdot V)$, следовательно, в конце 1-го периода он будет иметь денежную сумму, равную $(1 + r)V$.

Если обозначим сумму денег, получаемую в конце 1-го периода, через V_1 , то можно записать:

$$V_1 = (1 + r)V. \quad (123)$$

Величина r , таким образом, определяет эффективность (доходность) операции и характеризует, и характеризует относительный рост (интерес, rate):

² Любой человек (или организация), отдающий деньги в долг, именуется кредитор, а берущий деньги – дебитор. Цель кредитора заработать, но сделке больше, получить более высокий процент. Цель дебитора противоположная. При этом кредитор имеет возможность выбрать, кому выгоднее отдать в долг (вложить свой капитал), а дебитор может искать место, где этот капитал можно получить подешевле.

$$r = \frac{V_i - V}{V}, \quad (124)$$

Если V_i снова вкладывается в конце 1-го периода, то в конце 2-го периода заимодавец будет иметь

$$V_2 = (1 + r)^2 V. \quad (125)$$

Продолжая эти рассуждения, можно показать, что, вложив в какое-либо мероприятие в начале 1-го периода количество денег, равное V , и постоянно вкладывая получаемые деньги, заимодавец в конце периода t будет иметь сумму, равную

$$V_t = (1 + r)^t V. \quad (126)$$

Это как бы перемещение вперед во времени. Под r понимается номинальная ставка в банке.

Кроме r , для определения эффективности (доходности) операции используется также вторая величина – относительная скидка (дисконт, discount):

$$d = \frac{V_i - V}{V_i}, \quad (127)$$

Обе величины – и интерес r , и дисконт d характеризуют приращение капитала, отданного в долг и отнесенного либо к начальной, либо к конечной сумме. Очевидно, эти величины взаимосвязаны:

$$r = \frac{d}{1 - d}, \quad (128)$$

Иногда используется дисконт-фактор:

$$f = \frac{d}{1 + r} = 1 - d, \quad d = \frac{r}{1 - r}, \quad (129)$$

Как правило, и рост и дисконт выражают в процентах, умножая соответствующие величины на 100. Эта традиция настолько сильна, что вместо термина “рост” часто говорят “ставка процента”.

Дисконтированная стоимость (перемещения назад по времени)

Обратный ход этих рассуждений может показать, что (126) соблюдается и при отрицательном V , т.е. если в начале 1-го периода была занята сумма денег $|V|$, то в конце периода t она должна быть возвращена в размере

$$(1 + r)^t |V|, \quad (130)$$

Выражение (126) представляет основное соотношение, позволяющее определить доход в период t . Если V_t приравнять к чистому доходу D_t , полученному в конце периода t , то сумма денег, которую будет необходимо кому-то иметь в наличии (или быть должным), должна быть такой, чтобы, давая деньги в долг или беря их взаймы, он получил доход D_t в конце периода t . Это качество денег называется приведенной или дисконтированной стоимостью V от D_t .

При использовании (126) получаем

$$D_t = (1 + r)^t V, \quad (131)$$

или

$$V = (1 + r)^{-t} D_t. \quad (132)$$

Формуле (132) можно дать следующую интерпретацию. Если мы будем иметь в банке через t лет, начиная с этого времени, сумму D_t , то стоимость этих денег сегодня определяется по (132) и будет равна $V = V_0$. Величина V_0 называется нынешней (текущей) стоимостью D_t .

В зарубежной литературе коэффициент пересчета $(1 + r)^{-t}$ называют present-worth factor $PWF(r, t)$. Это коэффициент приведения доходов будущих периодов. Иногда его называют коэффициентом разновременности затрат.

Сумма чистых доходов, полученных с помощью варианта энергоснабжения p , выраженная как V_p , представляет сумму чистых доходов, полученных в конце каждого периода времени,

$$V_p = \sum_{t=1}^{t=T_p} (1 + r)^{-t} D_t, \quad (133)$$

Чистые доходы, полученные с помощью двух или нескольких вариантов, имеющие одинаковые экономические горизонты планирования T_p , могут быть использованы как экономическая основа для выбора варианта.

Таблица 10.1

Значения коэффициентов $PWF(r, t)$.

t	Значение r									
	0	2	4	6	8	10	12	15	20	25
1	1	0,9804	0,9615	0,9434	0,9259	0,9091	0,8929	0,8696	0,8333	0,8000
2	1	0,9612	0,9246	0,8900	0,8573	0,8264	0,7972	0,7561	0,6944	0,6400
3	1	0,9423	0,8890	0,8396	0,7938	0,7513	0,7118	0,6575	0,5787	0,5120
4	1	0,9238	0,8548	0,7921	0,7350	0,6830	0,6355	0,5718	0,4823	0,4096
5	1	0,9057	0,8219	0,7473	0,6806	0,6209	0,5674	0,4972	0,4019	0,3277
6	1	0,8880	0,7903	0,7050	0,6302	0,5645	0,5066	0,4323	0,3349	0,2621
7	1	0,8706	0,7599	0,6651	0,5835	0,5132	0,4523	0,3759	0,2791	0,2097
8	1	0,8535	0,7307	0,6274	0,5403	0,4665	0,4039	0,3269	0,2326	0,1678
9	1	0,8368	0,7026	0,5919	0,5002	0,4241	0,3606	0,2843	0,1938	0,1342
10	1	0,8200	0,6756	0,5584	0,4632	0,3855	0,3220	0,2470	0,1610	0,1070
11	1	0,8043	0,6496	0,5268	0,4289	0,3505	0,2875	0,2149	0,1346	0,0859
12	1	0,7885	0,6246	0,4970	0,3971	0,3186	0,2567	0,1869	0,1122	0,0687
13	1	0,7730	0,6006	0,4688	0,3677	0,2897	0,2292	0,1625	0,0935	0,0550
14	1	0,7579	0,5775	0,4423	0,3405	0,2633	0,2046	0,1415	0,0779	0,0440
15	1	0,7430	0,5553	0,4173	0,3152	0,2394	0,1827	0,1229	0,0649	0,0352
16	1	0,7284	0,5339	0,3936	0,2919	0,2176	0,1631	0,1069	0,0541	0,0281
17	1	0,7142	0,5134	0,3714	0,2703	0,1978	0,1456	0,0929	0,0451	0,0225
18	1	0,7002	0,4936	0,3503	0,2502	0,1799	0,1300	0,0808	0,0376	0,0180
19	1	0,6864	0,4746	0,3305	0,2317	0,1635	0,1161	0,0703	0,0313	0,0144
20	1	0,6730	0,4564	0,3118	0,2145	0,1486	0,1037	0,0611	0,0261	0,0115

Существует и другой метод, который заключается не в том, чтобы увеличить экономический срок службы каждого проекта до какого-либо общего года в будущем, а в превращении каждого временного потока чистых доходов каждого плана в эквивалентный среднегодовой, чистый доход и последующем сравнении них годовых, чистых доходов. Эта процедура проводится в две стадии. Сначала подсчитывается приведенная стоимость для временного потока чистых доходов. Затем приведенная стоимость может быть превращена в среднегодовой доход.

Таким образом, общие доходы, получаемые от проекта p , могут быть описаны их приведенной стоимостью V_p , или представлены в виде потока среднегодовых доходов D :

Чистый доход	D	D	D	...	D
Год	1	2	3		T_p

Для получения среднегодовых доходов D , соответствующих любой приведенной стоимости V_P , и горизонту времени T_P , приравняем

$$V_P = \sum_{t=1}^{t=T_P} (1+r)^{-t} D_t = \frac{(1+r)^{T_P} - 1}{r(1+r)^{T_P}} D, \quad (134)$$

и получим

$$D = \frac{r(1+r)^{T_P}}{(1+r)^{T_P} - 1} V_P = \frac{r}{1 - (1+r)^{-T_P}} V_P = CRF(r, T_P) V_P, \quad (135)$$

Коэффициент $CRF(r, T_P)$ – «capital recovery factor» используется широко в зарубежной практике. Имея доходы D каждый год, мы окупаем капитальные вложения V_P , за срок T_P . Коэффициент при V_P в (135) $CRF(r, T_P)$ превращает приведенную стоимость в начальном периоде существования проекта V_P в эквивалентную установленную периодическую плату D :

$$CRF(r, T_P) = \frac{r}{1 - (1+r)^{-T_P}}, \quad (136)$$

В табл. 10.2 приведены значения коэффициентов $CRF(r, T_P)$. Этот коэффициент может использоваться для подсчета годовых затрат на инженерные сооружения, которые имеют первоначальную стоимость сооружений (единовременные капиталовложения) K_0 и годовые эксплуатационные издержки на обслуживание и ремонт I .

Суммарные годовые расчетные затраты являются суммой единовременных капиталовложений, умноженных на $CRF(r, T_P)$, и постоянных годовых издержек I :

$$Z = CRF(r, T_P) K_0 + I, \quad (137)$$

Следует отметить, что способы определения затрат (особенно для энергетических объектов небольшой мощности) не регламентировались, а социальные и экологические эффекты учитывались в очень ограниченной мере. В силу этого нередко возникали противоречия между народно-хозяйственной оценкой эффективности объекта и его реальной хозрасчетной эффективностью, между представлениями о социально-экологической характеристике объекта и о его реальном воздействии на окружающую среду и социальную инфраструктуру.

Отсутствие реального, экономически ответственного собственника энергетических объектов (всеобщим собственником являлось государство) с одной стороны и бесправие (и отсутствие ответственности) региональных и местных властей при решении социально-экологических проблем с другой, приводило к тому, что в точном счете затрат и счете эффектов как бы никто и не был заинтересован непосредственно. Сейчас, когда собственник становится реальной фигурой, а региональные и местные власти получают реальные возможности воздействия через систему экономических и административных мер па ситуацию на территориях своих полномочий, положение коренным образом меняется.

Таблица 10.2

Значения коэффициентов $CRF(r, T_p)$

<i>t</i>	Значение <i>r</i>									
	0	2	4	6	8	10	12	15	20	25
1	0	1,02	1,03999	1,06	1,08	1,10	1,12	1,15	1,2	1,25
2	0	0,51505	0,53020	0,54544	0,56077	0,57619	0,59170	0,61512	0,65455	0,69444
3	0	0,34676	0,36035	0,37411	0,38803	0,40212	0,41635	0,43798	0,47473	0,51230
4	0	0,26262	0,27549	0,28859	0,30192	0,31547	0,32923	0,35027	0,38629	0,42344
5	0	0,21216	0,22463	0,23740	0,25046	0,26380	0,27741	0,29832	0,33438	0,37185
6	0	0,17853	0,19076	0,20336	0,21632	0,22961	0,24323	0,26424	0,30071	0,33882
7	0	0,15451	0,16661	0,17914	0,19207	0,20541	0,21912	0,24036	0,27742	0,31634
8	0	0,13651	0,14853	0,16104	0,17402	0,18744	0,20130	0,22285	0,26061	0,30040
9	0	0,12252	0,13449	0,14702	0,16008	0,17364	0,18768	0,20957	0,24808	0,28876
10	0	0,11132	0,12329	0,13586	0,14902	0,16274	0,17698	0,19925	0,23852	0,28007
11	0	0,10218	0,11415	0,12679	0,14008	0,15396	0,16842	0,19107	0,23110	0,27349
12	0	0,09456	0,10655	0,11928	0,13270	0,14676	0,16144	0,18448	0,22527	0,26845
13	0	0,08812	0,10014	0,11296	0,12652	0,14078	0,15568	0,17911	0,22062	0,26454
14	0	0,08260	0,09467	0,10759	0,12130	0,13575	0,15087	0,17469	0,21689	0,26150
15	0	0,07783	0,08994	0,10296	0,11683	0,13147	0,14682	0,17102	0,21388	0,25912
16	0	0,07365	0,08582	0,09895	0,11298	0,12782	0,14339	0,16795	0,21144	0,25724
17	0	0,06997	0,08220	0,09545	0,10963	0,12466	0,14046	0,16537	0,20944	0,25576
18	0	0,06670	0,07899	0,09236	0,10670	0,12193	0,13794	0,16319	0,20781	0,25459
19	0	0,06378	0,07614	0,08962	0,10413	0,11955	0,13576	0,16134	0,20646	0,25366
20	0	0,06115	0,07358	0,08718	0,10185	0,11746	0,13387	0,15976	0,20535	0,25291

Естественно, что необходимость точного (по возможности) учета затрат и эффектов существенно осложняет сопоставление различных систем энергоснабжения. В наиболее общем виде целевую функцию сопоставляемых систем можно представить в виде:

$$Z_{\text{эл}} + Z_p + Z_{\text{ЭК}} + Z_{\text{ж}} + Z_{\text{пр}} - Z_{\text{т}} - Z_{\text{с}} - Z_{\text{эко}} \Rightarrow \min, \quad (138)$$

где $Z_{\text{эп}}$ – затраты непосредственно в систему энергоснабжения (включая топливную и транспортную составляющие);

$Z_{\text{р}}$ – затраты, связанные с изъятием природных ресурсов (земли, воды, воздуха и др.) для реализации системы энергоснабжения;

$Z_{\text{эк}}$ – затраты, связанные с ликвидацией или компенсацией ущерба, нанесенного окружающей среде системой энергоснабжения;

$Z_{\text{ж}}$ – затраты, связанные с поддержанием определенного уровня надежности, живучести и т.д.;

$Z_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$Z_{\text{т}}$ – дополнительные, – вне энергетических эффектов (технологические);

$Z_{\text{с}}$ – дополнительные эффекты социальные;

$Z_{\text{эко}}$ – дополнительные эффекты экологические.

В конкретных расчетах затраты и эффекты при этом представляются в том виде, который диктуется принимаемой формой критерия оптимальности. Особенно важен полный и корректный учет всех составляющих при сопоставлении принципиально различных систем энергоснабжения: традиционных – использующих не возобновляемые энергоресурсы и нетрадиционных – использующих возобновляемые энергоресурсы.

10.2. Технический и экономический сроки службы

Экономический срок службы – время, за которое полностью амортизируется сумма инвестиций.

Технический срок службы – физический и практический срок службы инвестиций.

Если узлы или изделия заменяются задолго до того, как они изнашиваются, поскольку новые и более эффективные компоненты появились на рынке, то экономический срок службы короче технического. Изменения в стандартах и правилах, ценах на энергию, требованиях к комфорту и т.д. так же могут привести к замене компонентов задолго до того, как они изнашиваются в техническом отношении.

В табл. 10.3 представлены технические и экономические сроки службы для установок НВИЭ и при внедрении мероприятий по сохранению энергии.

В технико-экономических расчетах и оценках используется понятие экономического срока службы.

Номинальная процентная ставка (n_t) обычно соответствует заемной процентной ставке банка и обычно выше уровня инфляции.

Таблица 10.3

Технический и экономический срок службы

Компоненты	Технический срок службы, лет	Экономический срок службы, лет
Гидроэлектростанция мощностью более 30 МВт	60	30-40
Гидроэлектростанция мощностью менее 30 МВт	40	15-25
Ветровая электростанция	20-25	15-20
ТЭС на биомассе	25	20
Сооружение зданий	60	30
Изоляция	40	30
Окна	30	30
Уплотнение окон	5	5
Система отопления	25	15
Бойлер для подогрева воды	15	15
Электрическая система отопления	30	15
Термостаты и задвижки	15	10
Тепловые насосы	15	15
Мазутные горелки	15	10
Вентиляционные каналы	30	15
Автоматическое управление	15	10
Освещение	20	15
Водосберегающее оборудование	10-15	5-10

Уровень инфляции (b) определяется как среднее увеличение цен на все потребительские товары в течение каждого года. Инфляцию также трудно предугадать, и она может изменяться для различных групп товаров и услуг.

Относительная инфляция (e). Если стоимость важных параметров, например цены на энергию, значительно отличаются по тенденции

развития от средней инфляции, то тогда процентная ставка корректируется по отношению к уровню инфляции этих параметров.

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

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

Реальная процентная ставка с учетом инфляции определяется по формуле:

$$r = \frac{n_r - b}{1 + b}, \quad (139)$$

Из этой формулы следует, что

$$n_r = r + b + rb .$$

Реальная процентная ставка с учетом инфляции и относительной инфляции будет определяться по формуле:

$$r = \frac{r' - e}{1 + e}, \quad (140)$$

$$r' = \frac{n_r - b}{1 + b}, \quad (141)$$

При выполнении грубого расчета можно пользоваться упрощенным расчетом реальной процентной ставки:

$$r = n_r - b. \quad (142)$$

Из этой формулы следует упрощенная формула для номинальной процентной ставки:

$$n_r = r + b.$$

Упрощенная форма не должна использоваться в случаях, когда инфляция высока. В табл. 10.4 представлены ошибки, полученные в результате упрощенного расчета, по сравнению с детальным расчетом.

Таблица 10.4

Вариация реальной процентной ставки

Номинальная процентная ставка займа, n_r	20	20	40	40
Уровень инфляции, b	5	15	10	20
Реальная процентная ставка, упрощенный расчет, r	15	5	30	20
Реальная процентная ставка, детальный расчет, r	14,3	4,3	27,3	16,7
Разница в % между упрощенным и детальным расчетом	5	16	10	20

Вариации находятся между 5% и 20%, что может привести тому, что прибыльный проект может стать неприбыльным. Поэтому важно использовать как можно более точную информацию и методы расчета, а также правильную реальную процентную ставку.

В ряде случаев следует учитывать несопоставимость методов расчета процентных ставок и темпов инфляции. Банковские процентные ставки могут рассчитываться по правилу простых процентов, а темп – инфляции по правилу сложных процентов. Поэтому для обеспечения корректности расчетов величины n_r , r , b должны быть, приведены сопоставимому виду. Для этого следует определить значения банковских, ставок и инфляции расчете на 1 месяц.

Для банковских ставок такой расчет производится по формуле

$$n_r^{\text{мес}} = \frac{n_r^{\text{год}}}{12}, \quad r^{\text{мес}} = \frac{r^{\text{год}}}{12}, \quad (143)$$

где $n_r^{\text{мес}}$, $r^{\text{мес}}$ – номинальная и реальная банковские процентные ставки в пересчете на месяц;

$n_r^{\text{год}}$, $r^{\text{год}}$ – годовая номинальная и реальная процентные ставки.

Тогда формула расчета годовой реальной процентной ставки может, быть представлена следующим образом:

$$r^{\text{год}} = 12 r^{\text{мес}} = 12 \frac{n_r^{\text{мес}} - b^{\text{мес}}}{1 + b^{\text{мес}}}. \quad (144)$$

10.3. Методы оценки эффективности инвестиционного проекта

Существуют несколько основных методов расчета прибыльности инвестиций в установки НВИЭ:

- метод чистой существующей (текущей) стоимости (NPV – Net Present Value).
- метод индекса чистой существующей стоимости ($NPVQ$ – Net Present Value Quotient).
- метод средней нормы прибыли на инвестиции.
- метод срока возврата инвестиций (PB – Pay Back period).
- метод времени выплат (PO – Pay Off time).
- метод внутренней нормы доходности (IRR – Internal Rate of Return).

В последующем изложении будут использованы следующие обозначения, общие для всех методов.

Инвестиции в установку НВИ – I_0 (руб./ долл./ евро).

Доход от продажи энергии – B (руб. в год/ долл. в год/ евро в год).

Экономический срок службы установки НВИЭ – $T_{PЭ}$ (годы).

Реальная процентная ставка – $r \cdot 100$ (%).

10.4. Метод чистой существующей стоимости

В зарубежной литературе этот метод называется NPV метод. Этот метод заключается в оценке суммарных дисконтированных денежных потоков за вычетом начальных инвестиций. Таким образом, чистая существующая (текущая) стоимость определяется разностью между дисконтированной стоимостью доходов за расчетный период и инвестициями на создание установки НВИЭ.

Критерием прибыльности инвестиций в установку НВИЭ является условие: $NP \geq 20$. Если $NP < 0$, от инвестиций проекта следует отказаться. Сопоставляя n вариантов технических проектов в установки НВИЭ, следует находить вариант, обеспечивающий условие:

$$NPV_j \rightarrow \max. \quad (145)$$

Если годовые доходы от продажи энергии, произведенной установкой НВИЭ, каждый год разные и B_1 не равно B_2 и т.д., то чистая существующая стоимость составит:

$$NPV = \left(\frac{B_1}{(1+r)} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_{T_{\text{рз}}}}{(1+r)^{T_{\text{рз}}}} \right) - I_0. \quad (146)$$

Схема денежных потоков показана на рис.10.1. В расчетах энергетических объектов под B понимается доход от продажи энергии за вычетом издержек (но без амортизации).

В инвестиционных проектах по созданию установок очень часто принимается, что ежегодные доходы равны и, следовательно, $B_1 = B_2 = \dots = B_{T_{\text{рз}}} = B$. (рис. 10.2). Тогда уравнение для чистой существующей стоимости можно упростить:

$$NPV = \frac{B}{CRF(r, T_{\text{рз}})} - I_0. \quad (147)$$

год, чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$NPV = \left\{ \sum_{t=T_{\text{стр}}+1}^{t=T_{\text{стр}}+T_{\text{рз}}} (B_t - И_t) \cdot \frac{1}{(1+r)^t} \right\} - K, \quad (148)$$

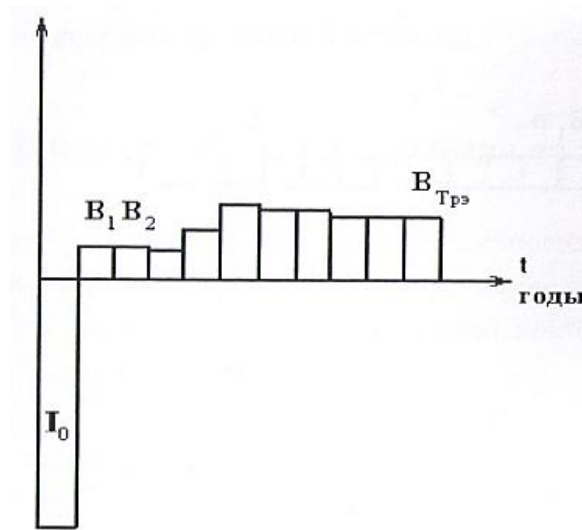


Рис. 10.1. Схема денежных потоков

В случае, когда срок строительства установки НВИЭ превышает 1 где B_t и $И_t$ – доход и ежегодные издержки в год t ;

$T_{\text{стр}}$ – срок строительства объекта;

$T_{\text{рз}}$ – экономический срок службы установки НВИЭ.

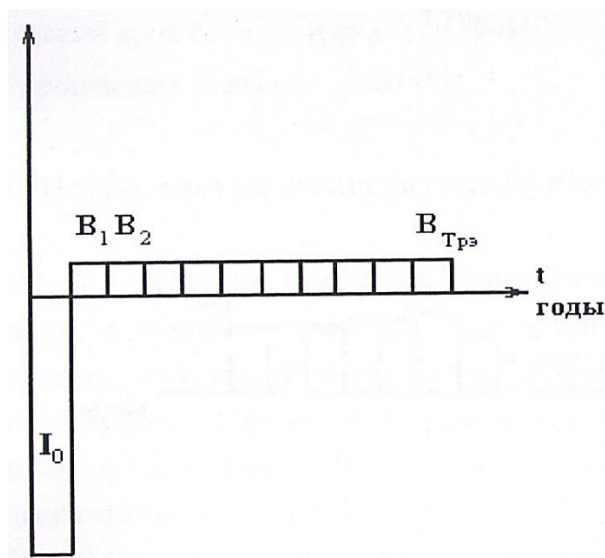
Дисконтированные капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = \sum_{t=1}^{t=T_{\text{стр}}} K_t (1 + r)^{-1}, \quad (149)$$

где K_t – капитальные вложения в год $t = 1, 2, \dots, T_{\text{стр}}$.

При изменении коэффициента дисконтирования по времени дисконтированные капитальные вложения, приведенные к нулевому году, оцениваются по формуле:

$$K = \sum_{t=1}^{t=T_{\text{стр}}} K_t \cdot \prod_{i=1}^{i=t} \frac{1}{(1 + r)}, \quad (150)$$



10.5. Метод коэффициента чистой существующей стоимости

В зарубежной литературе этот метод называется *NPVQ* метод. Коэффициент чистой существующей стоимости равен отношению чистой существующей стоимости к общим начальным инвестициям

$$NPVQ = \frac{NPV}{I_0}. \quad (151)$$

Наибольший индекс $NPVQ$ указывает на наиболее прибыльный проект. Метод $NPVQ$ лучше всего годится для составления перечня мероприятий по сохранению энергии в порядке их прибыльности.

10.6. Метод средней нормы прибыли на инвестиции

Этот метод базируется на расчете отношения среднегодовой прибыли после налогообложения к средней величине инвестиций проект. Этот показатель следует сопоставить с нормой прибыли, чтобы решить, вопрос о привлекательности проекта.

Основным достоинством данного метода является простота, доступность используемой информации. Основные недостатки: он базируется на бухгалтерском определении дохода, а не на денежных потоках; не учитывается время притока и оттока средств; не принимаются во внимание инфляционные изменения; прибыль за последний год реализации проекта оценивается так же, как прибыль за первый год.

10.7. Метод срока возврата инвестиций

В зарубежной литературе этот метод называется РВ метод. Простой срок окупаемости – это число лет, которое необходимо для возмещения стартовых инвестиционных расходов при получении равных годовых доходов или сбережений $B_1 = B_2 = \dots = B_{T_{рв}} = B$. По истечении этого времени инвестор зарабатывает деньги, пока не будет достигнут экономический срок службы и не потребуются новые инвестиции.

$$PB = \frac{I_0}{B}. \quad (152)$$

Инвестиционный проект принимается, если рассчитанный период окупаемости меньше максимально приемлемого. Метод срока окупаемости является наиболее удобным инструментом для быстрых расчетов, но применение его ограничено.

Его следует использовать тогда, когда реальная процентная ставка является низкой, а срок окупаемости не превышает 4 лет.

В этом методе не учитываются эффекты после срока окупаемости. Поэтому крупные доходы от продажи энергии за пределами срока окупаемости не принимаются во внимание и, следовательно, реальная прибыльность проекта может оказаться, намного больше.

В этом методе не принимаются во внимание величина и направления распределения денежных потоков на протяжении периода окупаемости – рассматривается только период покрытия расходов в целом.

Многие менеджеры используют его для приблизительной оценки риска. Метод срока окупаемости хорошо работает в сочетании с методом внутренней нормы доходности и чистой текущей стоимости.

Для внутреннего распределения по приоритету установок НВИЭ лучшим является метод оценки по коэффициенту чистой существующей стоимости.

10.8. Метод времени выплат

В зарубежной литературе этот метод называется РО метод. Время выплаты – это время, за которое инвестиции должны быть возвращены, учитывая реальную процентную ставку. Это время определяется из условия безубыточности проекта $NPV = 0$.

$$NPV = \frac{B}{CRF(r, PO)} - I_o = 0. \quad (153)$$

Из этого уравнения определяем

$$CRF(r, PO) = \frac{1}{PB} = \frac{B}{I_o}. \quad (154)$$

И далее по табл.10.2 при данном значении реальной процентной ставки r определяется период выплат РО или дисконтированный срок окупаемости проекта. Как правило, при $r \geq 0$ будем иметь $PO \geq PB$.

10.9. Метод внутренней нормы доходности

В зарубежной литературе это метод называется IRR метод. Он позволяет учесть как величину, так и распределение во времени ожидаемых денежных потоков в каждом периоде реализации проекта. При любом типе экономики изменение стоимости денег во времени очень важно. Акционеры дадут более высокую оценку тому инвестиционному проекту, который обещает прибыль через 5 лет, а не тому, кото-

рый окупится с такой с прибылью через 6-10 лет. Следовательно, изменение ожидаемого денежного потока во времени очень, нужно для принятия инвестиционного решения.

Внутренняя норма доходности (ВНД) для инвестиционного проекта есть ставка дисконтирования, при которой уравнивается текущая стоимость денежных потоков и текущая стоимость ожидаемых денежных притоков.

Значение ВНД проекта сравнивается с некоторой нормой, известной также как ставка отсечения, т.е. минимальная, необходимая норма доходности на инвестиции в основные средства. Это минимальная норма прибыли, при которой инвестиционный проект принимается.

Если ВНД превышает необходимую ставку, то проект принимается, если нет – отвергается.

Величина IRR определяется из условия безубыточности проекта:

$$NPV = \frac{B}{CRF(IRR, T_{рэ})} - I_o = 0. \quad (155)$$

Из этого уравнения определяем

$$CRF(IRR, T_{рэ}) = \frac{1}{PB} = \frac{B}{I_o}. \quad (156)$$

И далее по табл. 102 при данном значении экономического срока службы $T_{рэ}$ определяется внутренняя норма доходности IRR . Если $IRR \geq r$, то проект экономически целесообразен.

Рассмотрим применение данных методов на конкретном примере.

10.10. Пример расчета

Установленная мощность МГЭС равна 5 МВт, а число часов ее использования в году составляет 5000 ч. Удельные капитальные вложения в МГЭС оцениваются в 1200 долл./кВт. Издержки эксплуатации равны 1% от капитальных вложений. Цена на электроэнергию в предполагаемом месте строительства МГЭС составляет 3 цента/кВтч. Номинальная процентная ставка равна 7%, а уровень инфляции – 2%. Экономический срок службы принят равным 30 годам. Найти простой срок окупаемости проекта, чистую дисконтированную стоимость, индекс

доходности проекта, период выплат внутреннюю норму доходности проекта?

Решение:

1. Капитальные вложения в МГЭС:

$$I_0 = 1200 \cdot 5000 \text{ долл.} = 6 \text{ млн. долл.}$$

2. Издержки эксплуатации МГЭС:

$$И = 0,01 \cdot 6 \text{ млн. долл.} = 0,06 \text{ млн. долл./год}$$

3. Выработка электроэнергии на МГЭС:

$$\mathcal{E} = 5000 \cdot 5000 \text{ долл.} = 25 \text{ млн. кВтч.}$$

4. Доход от продажи электроэнергии:

$$D = 25 \text{ млн. кВтч} \cdot 0,03 \text{ долл./кВтч} = 0,75 \text{ млн. долл./год}$$

5. Доход за вычетом издержек:

$$B = D - И = 0,75 \text{ млн. долл./год} - 0,06 \text{ млн. долл./год} \\ = 0,69 \text{ млн. долл./год}$$

6. Простой срок окупаемости:

$$PB = I_0 / B = \frac{6}{0,69} = 8,7 \text{ лет.}$$

7. Реальная процентная ставка:

$$r = \frac{n_r - b}{1 + b} = \frac{0,07 - 0,02}{1 + 0,02} = \frac{0,05}{1,02} = 0,049 \rightarrow 4,9\%$$

8. Коэффициент CRF (табл. 10.2 или приложение 2):

$$CRF(4,9\%, 30) = 0,06433.$$

9. Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = \frac{0,69}{0,06433} - 6 = 10,726 - 6 = 4,726 \text{ млн. долл.}$$

10. Индекс доходности:

$$NPVQ = \frac{NPV}{I_0} = \frac{4,726}{6} = 0,7877$$

т.е. на каждый вложенный доллар инвестор получит доход в 79 центов с учетом возврата вложенного доллара.

1. Период выплат. Из условия безубыточности проекта найдем коэффициент

$$CRF(4,9\%, PO) = \frac{1}{PB} = \frac{1}{8,7} = 0,115$$

По таблице 10.2 при фиксированной реальной процентной ставке найдем, что период выплат составит около 12 лет.

2. Внутренняя норма доходности. Из условия безубыточности проекта найдем коэффициент

$$CRF(IRR, 30) = \frac{1}{PB} = \frac{1}{8,7} = 0,115$$

По таблице 10.2 при заданном экономическом сроке службы найдем, что внутренняя норма доходности проекта составит 11%, что больше реальной процентной ставки. Значит проект экономически выгоден.

Вопросы для самоконтроля

1. Кто такое кредитор?
2. Кто есть дебитор?
3. Перечислите современные методы оценки эффективности инвестиций.
4. В чём заключается метод дисконтирования?
5. Что такое экономический срок службы?
6. Что такое технический срок службы?
7. Что такое номинальная процентная ставка?
8. Что такое уровень инфляции?
9. Что такое относительная инфляция?
10. Что такое реальная процентная ставка?
11. Какие существуют методы оценки эффективности инвестиционного проекта?
12. В чём заключается метод чистой существующей стоимости?
13. В чём заключается метод коэффициента чистой существующей стоимости?
14. В чём заключается метод средней нормы прибыли на инвестиции?
15. В чём заключается метод срока возврата инвестиций?
16. В чём заключается метод времени выплат?
17. В чём заключается метод внутренней нормы доходности?

Глава 11. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ С ПОЗИЦИЙ ЧАСТНОГО ИНВЕСТОРА

11.1. Инвестиционный проект и фазы его реализации

В самом общем виде под инвестиционным проектом обычно понимается план вложения капитала в конкретные объекты возобновляемой энергетики с целью последующего получения прибыли, достаточной по размеру для удовлетворения требований инвестора. По своему содержанию такой план включает систему технических, технологических, организационных, расчетно-финансовых и правовых материалов, необходимых для строительства и последующей эксплуатации установки НВИЭ. С помощью инвестиционного проекта решается важная задача по выяснению и обоснованию технической осуществимости и экономической целесообразности создания объекта предпринимательской деятельности установки НВИЭ. Окончательное решение об инвестировании в объекты возобновляемой энергетики может быть принято лишь на основе тщательно проработанного инвестиционного проекта.

Во времени инвестиционный проект охватывает период от момента возникновения идеи о создании установки НВИЭ и до завершения жизненного цикла объекта. Этот период включает три фазы: прединвестиционную, инвестиционную и эксплуатационную.

Если инвестиционный проект разрабатывается применительно к действующему энергетическому объекту для реализации решения по его модернизации, то первым этапом прединвестиционной фазы следует считать выявление возможностей инвестирования. Пока нет ясного понимания об источниках финансирования, о потенциально заинтересованных инвесторах и их участии в проекте, преждевременно переходить к разработке проекта.

Подготовка инвестиционного проекта проводится чаще всего в два этапа: на первой стадии разрабатывается предварительное технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта, а на второй окончательное.

Несмотря на близость концептуального содержания обеих стадий ТЭО, можно отметить ряд отличий, заключающихся в глубине проработки проекта, последующем уточнении исходной технико-экономической информации, возможных объемов реализации, размера

кредита и других данных, которые в конечном счете влияют на показатели эффективности проекта. На данной стадии решаются вопросы, связанные с привлечением инвестиций: кредитами, эмиссией акций, набором и обучением персонала.

Специфика инвестиционной фазы, в отличие от пред инвестиционной, состоит в том, что установленные временные рамки создания объекта возобновляемой энергетики и размер затрат, предусмотренный сметой, должны неуклонно выполняться. Превышение этих параметров может привести к серьезным экономическим последствиям, а возможно, и к банкротству. Большое значение имеет мониторинг всех факторов и обстоятельств, которые влияют на продолжительность проекта и затраты. Необходимо своевременно принимать меры по преодолению возникающих негативных явлений.

Общая продолжительность эксплуатационной фазы оказывает существенное влияние на показатели экономической эффективности проекта, поскольку ускорение ввода в эксплуатацию установки НВИЭ увеличивает размер чистого дохода. Период эксплуатации определяется экономически целесообразными границами использования установок НВИЭ.

11.2. Показатели и виды эффективности инвестиционного проекта

Определение приемлемого для инвестора уровня экономической эффективности инвестиций является наиболее сложной областью экономических расчетов, связанной с разработкой ТЭО, в которой необходимо свести воедино цели и интересы потенциальных инвесторов, учесть трудно прогнозируемые изменения макроэкономических параметров, а также систему налогообложения. Расчеты существенно усложняются в связи с тем, что оценка эффективности должна базироваться на информации за длительный расчетный период.

Проблема оценки экономической эффективности инвестиционного проекта заключается в определении уровня его доходности в абсолютном и относительном выражении, что обычно характеризуется как норма доходности. Оценку эффективности рекомендуется проводить по системе взаимосвязанных показателей:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;

- индекс доходности;
- срок окупаемости (простой и дисконтированный);
- внутренняя норма доходности.

В осуществлении и реализации инвестиционного проекта могут принимать участие акционеры (фирмы, компании), банки, бюджеты разных уровней и др. Поступающий в распоряжение общества доход (валовой внутренний продукт) от реализации проекта затем делится между участниками.

Наличие нескольких участников инвестиционного процесса предопределяет несовпадение их целей и интересов, разное отношение к приоритетности различных вариантов проекта. Эффективность инвестиционного проекта с позиций участников определяется затратами и поступлениями каждого из них. Следует иметь в виду, что позиции участников проекта находят воплощение в исходной информации и формировании специфических потоков денежных средств для расчета показателей эффективности. Поэтому могут не совпадать получаемые результаты оценки проекта, а следовательно, и решения об участии в реализации проекта.

В настоящее время можно считать общепризнанным выделение следующих видов эффективности инвестиционных проектов.

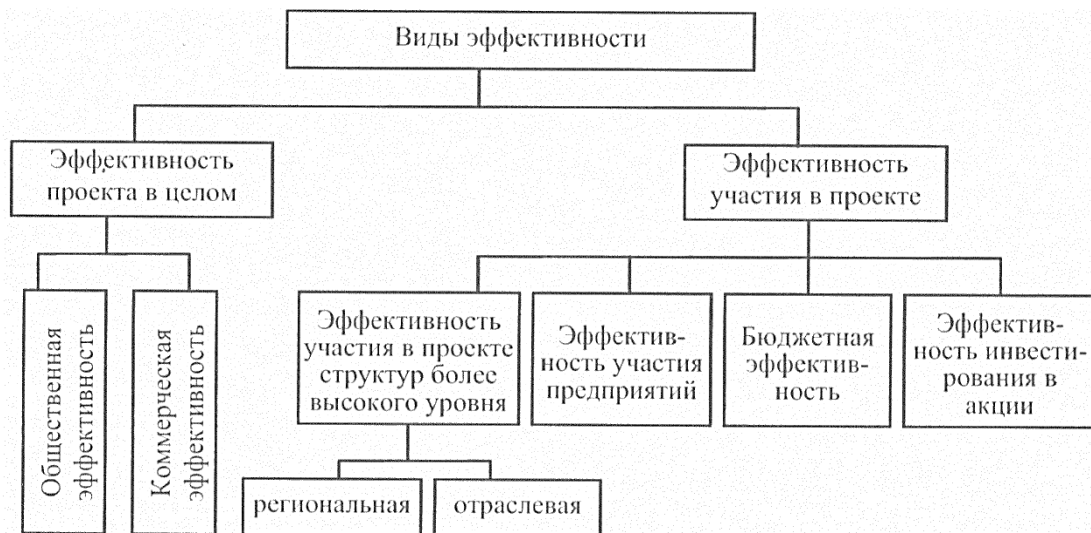


Рис. 11.1. Виды эффективности инвестиционных проектов

Эффективность проекта в целом оценивается для презентации проекта и определения, в связи с этим привлекательности проекта установки НВИЭ для потенциальных инвесторов с целью поиска необходимого финансирования.

Общественная эффективность характеризует социально-экономические последствия осуществления проекта для общества в целом, т.е. она учитывает не только непосредственные результаты и затраты проекта, но и "внешние" по отношению к проекту затраты и результаты в смежных секторах экономики, экономические, социальные и иные вне энергетические и внеэкономические эффекты.

Коммерческая эффективность проекта характеризует финансово-экономические последствия его осуществления для инвестора, в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами. Коммерческая эффективность характеризует с финансово-экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Наиболее значимым является определение эффективности участия в проекте (рис. 11.1). Ее определяют с целью проверки реализуемости инвестиционного проекта и заинтересованности в нем всех его участников. Эффективность участия в проекте оценивают прежде всего для предприятия, которое предлагает проект к реализации. Этот вид эффективности называют также эффективностью для собственного (акционерного) капитала по проекту.

Эффективность участия в проекте включает и такие виды, как эффективность участия в проекте структур более высокого уровня (финансово-промышленных групп, холдинговых структур), бюджетная эффективность инвестиционного проекта (эффективность участия государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней).

Система показателей, определяемая для оценки перечисленных видов эффективности, и методологические принципы их расчета едины. Отличия заключаются в тех исходных параметрах, которые формируют потоки реальных денежных средств по проекту применительно к каждому виду эффективности. Иными словами, единая и взаимосвязанная система параметров проекта находит воплощение в единых по экономической природе показателях эффективности в зависимости от области их применения в той экономической среде, которую

они должны охарактеризовать. Некоторое исключение составляют показатели общественной эффективности. "Внешние" эффекты не всегда представляется возможным учитывать в стоимостном выражении. В отдельных случаях, когда эти эффекты весьма существенны, но не представляется возможным их оценить, проводится качественная оценка их влияния.

Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности инвестиционного проекта осуществляется в пределах расчетного периода (горизонт расчета), который измеряется количеством шагов расчета. Шагом расчета при определении показателей эффективности в пределах расчетного периода могут быть месяц, квартал или год.

Затраты, осуществляемые участниками, подразделяются на первоначальные, текущие и ликвидационные, которые осуществляются соответственно на строительной, эксплуатационной и ликвидационной стадиях.

Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

Под базисными понимаются цены, сложившиеся в национальном Хозяйстве на определенный момент времени t_B . Базисная цена на любую продукцию или ресурсы считается неизменной в течение всего расчетного периода.

Оценка экономической эффективности проекта в базисных ценах производится па стадии технико-экономических исследований инвестиционных возможностей.

На стадии технико-экономического обоснования (ТЭО) инвестиционного проекта обязательным является расчет экономической эффективности в прогнозных и расчетных ценах. Одновременно рекомендуется осуществлять расчеты в базисных и мировых ценах.

Прогнозная цена C_t продукции или ресурса в конце t -го шага расчета определяется по формуле:

$$C_t = C_B \cdot J(t, t_H), \quad (157)$$

где C_B – базисная цена продукции или ресурса; $J(t, t_H)$ – коэффициент (индекс) изменения цен продукции или ресурсов соответствующей группы в конце t -го шага по отношению к начальному моменту расчета t_H (в котором известны цены).

По проектам, разрабатываемым по заказу органов государственного управления, значения индексов изменения цен на отдельные виды

продукции и ресурсов следует устанавливать в задании на проектирование в соответствии с прогнозами Минэкономки РФ.

Расчетные цены используются для вычисления интегральных показателей эффективности, если текущие значения затрат и результатов выражаются в прогнозных ценах. Это необходимо, чтобы обеспечить сопоставимость результатов, полученных при разных уровнях инфляции.

Расчетные цены получаются путем введения множителя, соответствующего индексу общей инфляции.

При разработке и сравнительной оценке нескольких вариантов инвестиционного проекта необходимо учитывать влияние изменения объемов продаж на рыночную цену продукции и цены потребляемых ресурсов.

При оценке эффективности инвестиционного проекта соизмерение разновременных показателей осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал.

Технически приведение к базисному моменту времени затрат, результатов и эффектов, имеющих место на t -м шаге расчета реализации проекта, удобно производить путем их умножения на коэффициент дисконтирования $PWF(r, t)$, определяемый для постоянной нормы дисконта r .

11.3. Информация о макроэкономической среде

Для расчетов эффективности необходимо подготовить информацию о внешней среде. Показатели внешней среды характеризуют макроэкономические параметры функционирования проекта, а именно:

- оптовые цены на оборудование, запчасти, материалы;
- банковские процентные ставки по кредитам;
- общую динамику инфляции на финансовом рынке;
- темпы инфляции по отдельным элементам доходов и затрат проекта;
- учетную ставку Центрального банка РФ;
- периоды начисления процентов по кредитам;

- курсы обмена валют.

Далее дается краткая характеристика перечисленных показателей.

Цены. Речь идет об оптовых ценах на все виды материальных ресурсов, используемых в процессе создания и реализации проекта.

Банковские процентные ставки характеризуют цену заемных источников финансирования проекта, бывают номинальными и реальными. Все объявленные банковские ставки являются номинальными.

Общая динамика инфляции на финансовом рынке определяется исходя из официально публикуемых показателей инфляции по экономике России в целом.

Учетная ставка Центрального банка РФ (УСЦБ) используется для определения нормативной процентной ставки за кредит, при которой процентные платежи могут включаться в себестоимость продукции. Согласно действующему законодательству, этот норматив определяется по формуле:

$$P_s = \text{УСЦБ} + a, \quad (158)$$

где P_s – нормативная ставка процентов за кредит, включаемых в себестоимость;

УСЦБ, a – учетная и фиксированная ставка Центрального банка.

Период начисления процентов за банковские кредиты используется для расчета статьи "Расчеты по выплате процентов за кредиты" в составе нормируемых текущих пассивов. Стандартное значение периода начисления процентов за банковские кредиты равно 30 дням.

Темпы инфляции по отдельным элементам, формирующим затраты и результаты от инвестирования, необходимы для корректировки входных данных в процессе проведения финансово-экономического анализа проекта в текущих ценах. Инфляция по-разному воздействует на отдельные элементы, формирующие доходы и затраты, поэтому прогнозировать динамику инфляции следует:

- по элементам инвестиционных затрат (оборудование и пр.);
- элементам текущих затрат (материалам, заработной плате);
- динамике цен на продукцию.

Курс обмена валют необходим для пересчета финансовых потоков инвестиционных проектов, в которых исходные показатели пред-

ставлены более чем в одной валюте. Для целей инвестиционного планирования необходимо построить прогноз динамики курса обмена валют на дату начала проекта и весь расчетный период. Динамика обменного курса может не совпадать с темпами инфляции.

11.4. Методические рекомендации по оценке показателей экономической эффективности проекта

Чистый доход. Разность между притоками (достигнутыми результатами реализации проекта (R)) и оттоками (затратами (Z)) будет составлять экономический эффект или чистый доход (ЧД):

$$\text{ЧД}_t = R_t - Z_t, \quad (159)$$

где t – указывает на принадлежность потоков денежных средств к конкретному шагу расчета t . В развернутом виде для шага расчета t эта формула включает:

$$R_t = Q_t + Л_t, \quad (160)$$

$$Z_t = C_t + K_t + Д + Н, \quad (161)$$

где Q_t – поступления от реализации продукции (для установок НВИЭ это электрическая и тепловая энергия, биотопливо и т.д.); $Л_t$ – поступления от продаж активов; C_t – операционные издержки; K_t – капиталовложения; $Д$ – проценты по кредитам; $Н$ – налоги.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется как сумма дисконтированных текущих эффектов за весь расчетный период или как повышение интегральных результатов над интегральными затратами.

Если в течение расчетного периода не происходит инфляционного изменения цен или расчет производится в базовых ценах, то величина ЧДД для постоянной нормы дисконта вычисляется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{рэ}}} (R_t - Z_t) PWF(r, t), \quad (162)$$

где R_t – результаты, достигаемые на шаге t расчета;

Z_t – затраты, осуществляемые на том же шаге расчета;

$T_{\text{рэ}}$ – горизонт расчета (равный номеру шага расчета, на котором производится ликвидация объекта);

$(R_t - Z_t)$ – эффект, достигаемый на шаге t .

Если ЧДД инвестиционного проекта положителен, проект является эффективным (при данной норме дисконта) и может рассматриваться вопрос о его принятии. При сравнении вариантов предпочтение отдается проекту с большим ЧДД.

На практике часто пользуются модифицированной формулой для определения ЧДД. Для этого из затрат Z_t исключают капитальные вложения и обозначают через K сумму дисконтированных капиталовложений, т.е.

$$K = \sum_{t=0}^{T_{\text{пр}}} K_t PFW(r, t),$$

где K_t – капиталовложения на шаге расчета t .

Обозначим через Z_t^- затраты на шаге t при условии, что в них не входят капиталовложения

$$Z_t^- = Z_t - K_t.$$

Тогда выражение для ЧДД примет вид:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{пр}}} (R_t - Z_t^-) \cdot PWF(r, t) - K,$$

есть разница между суммой приведенных эффектов и приведенной к тому же моменту времени величиной капитальных вложений.

Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы дисконтированных эффектов к величине капиталовложений за вычетом последних.

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K} = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^{T_{\text{пр}}} (R_t - Z_t^-) PWF(r, t) - 1,$$

Индекс доходности тесно связан с ЧДД. Он строится из тех же элементов, и его значение связано со значением ЧДД: если ЧДД положителен, то ИД > 0 и наоборот. Если ИД > 0 , проект эффективен, если ИД < 0 – неэффективен.

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой ту норму дисконта ($r_{ВН}$), при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям, т.е. ЧДД = 0.

Иными словами, $r_{ВН}$ (ВНД) является решением уравнения:

$$\sum_{t=0}^{T_{прэ}} (R_t - Z_t^1) \cdot PWF(r_{ВН}, t) = \sum_{t=0}^{T_{прэ}} K_t \cdot PFW(r_{ВН}, t),$$

Экономическую природу этого показателя можно пояснить с помощью графика зависимости ЧДД от изменения нормы доходности.

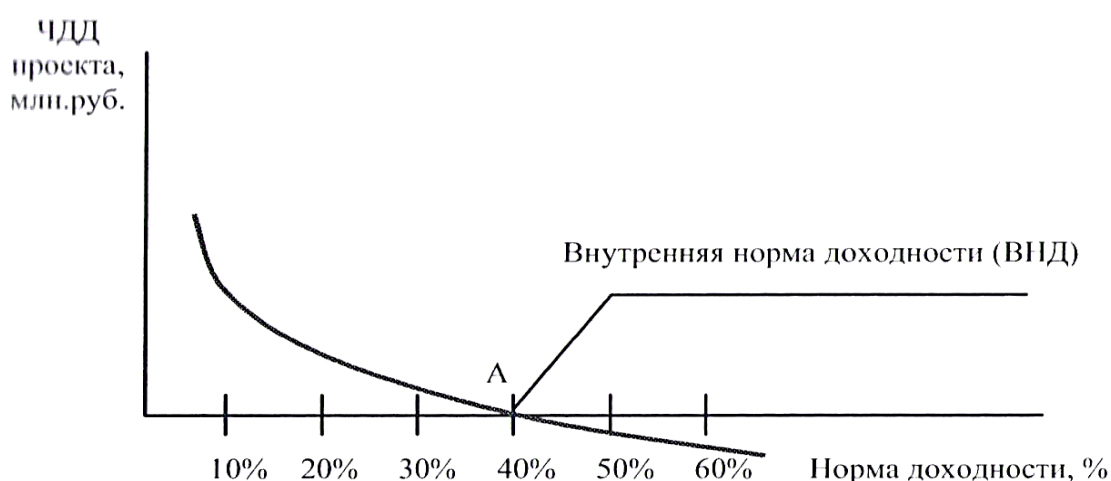


Рис. 11.2. Зависимость ЧДД от изменений нормы доходности

На графике (рис. 11.2) показано, что с ростом требований к эффективности инвестиций в установку НВИЭ величина ЧДД уменьшается, достигая нулевого значения при пересечении с осью абсцисс в точке «А». Внутренняя норма доходности характеризует нижний гарантированный уровень доходности инвестиций, "генерируемый" конкретным проектом, при условии полного покрытия всех расходов по проекту за счет доходов. Кривая, приведенная на рис. 11.2, является классической. При более сложных случаях он выглядит несколько иначе.

Если расчет ЧДД инвестиционного проекта дает ответ на вопрос, является ли проект эффективным при некоторой заданной норме дисконта, то ВНД проекта определяется в процессе расчета и затем сравнивается с требуемой инвестором нормой доходности на вкладываемый капитал.

В случае, когда ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы доходности на капитал, инвестиции в данный инвестиционный

проект оправданы. Если сравнение альтернативных инвестиционных проектов по ЧДД и ВНД приводят к противоположным результатам, предпочтение следует отдавать ЧДД.

Срок окупаемости – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Иными словами, это период (измеряемый в месяцах, кварталах, годах), начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарными экономическими результатами его осуществления.

Более наглядно это видно из графика жизненного цикла инвестиций (рис. 11.3). Результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта, можно вычислять с дисконтированием или без него. Соответственно получится два различных срока окупаемости – дисконтированный или простой.

Наряду с перечисленными показателями в ряде случаев возможно использование и ряда других: интегральной эффективности затрат, точки безубыточности, простой нормы прибыли, капиталотдачи и т.д. Для использования каждого из них необходимо иметь представление о том, какой вопрос экономической оценки проекта решается с его применением и как осуществляется выбор решения.

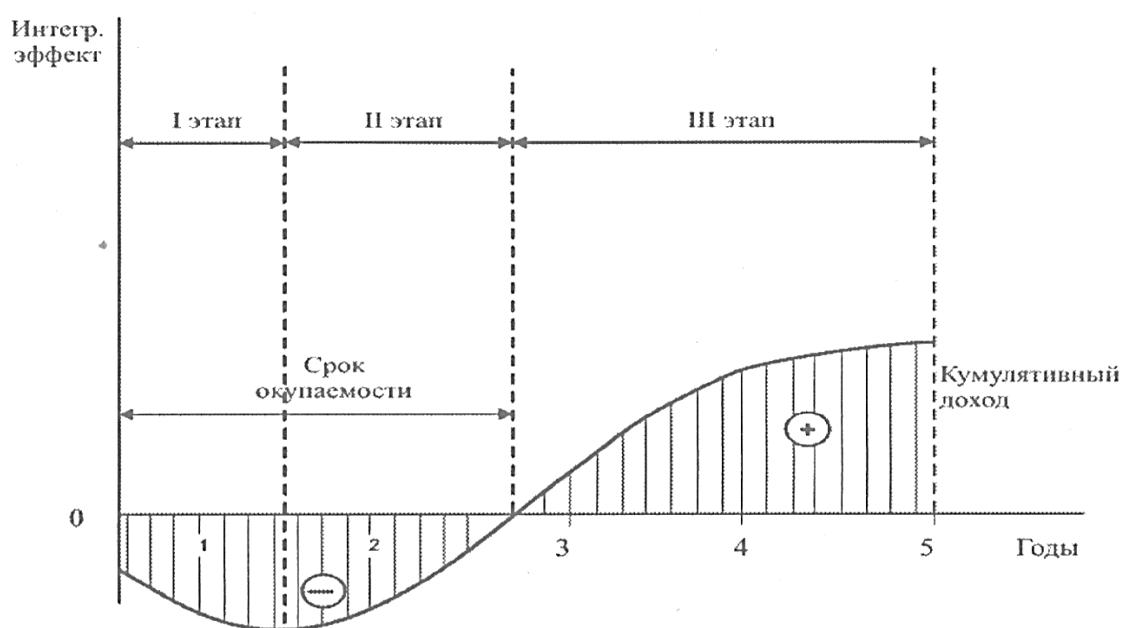


Рис. 11.3. Жизненный цикл инвестиций в установки НВИЭ.

I этап – инвестирование производственных затрат;

II этап – возврат вложенного капитала;

III этап – получение доходов.

Ни один из перечисленных показателей сам по себе не является достаточным для принятия проекта. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех перечисленных показателей и интересов всех участников инвестиционного проекта.

Важную роль в этом решении должна играть также структура и распределение во времени капитала, привлекаемого для осуществления проекта, а также другие факторы, некоторые из которых поддаются только содержательному, а не формальному учету.

11.5. Особенности оценки эффективности проекта с учетом факторов риска и неопределенности

Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе связанных с ними затратах и результатах.

При оценивании проектов наиболее существенными представляются следующие виды неопределенности и инвестиционных рисков:

- риск, связанный с нестабильностью экономического законодательства и текущей экономической ситуации, условий инвестирования и использования прибыли;
- внешнеэкономический риск (возможность введения ограничений на торговлю и поставки, закрытие границ и т.п.);
- неполнота или неточность информации о динамике технико-экономических показателей, параметрах новой техники и технологии;
- колебания рыночной конъюнктуры, цен, валютных курсов и т.п.;
- неопределенность природно-климатических условий, возможность возникновения стихийных бедствий и чрезвычайных ситуаций;
- производственно-технологический риск (аварии и отказы оборудования, производственный брак и т.п.);
- неопределенность целей, интересов и поведения участников;

- неполнота или неточность информации о финансовом положении и деловой репутации предприятий – участников (возможность неплатежей, банкротств, срывов договорных обязательств).

Организационно-экономический механизм реализации проекта, сопряженного с риском, должен включать специфические элементы, позволяющие снизить риск или уменьшить связанные с ним неблагоприятные последствия.

В этих целях используются:

- разработанные заранее правила поведения участников в определенных "нештатных" ситуациях (например, сценарии, предусматривающие соответствующие действия участников при тех или иных изменениях условий реализации проекта);
- управляющий (координационный) центр, осуществляющий синхронизацию действий участников при значительных изменениях условий реализации проекта.

В проектах могут предусматриваться также специфические механизмы стабилизации, обеспечивающие защиту интересов участников при неблагоприятном изменении условий реализации проекта (в том числе в случаях, когда цели проекта будут достигнуты не полностью или не достигнуты вообще) и предотвращающие возможные действия участников, ставящие под угрозу его успешную реализацию. В одном случае может быть снижена степень самого риска (за счет дополнительных затрат на создание резервов и запасов, совершенствования технологий, уменьшения аварийности производства, материального стимулирования, повышения качества продукции), в другом – риск перераспределяется между участниками (индексирование цен, предоставление гарантий, различные формы страхования, залог имущества, система взаимных санкций).

Как правило, применение в проекте стабилизационных механизмов требует от участников дополнительных затрат, размер которых зависит от условий реализации мероприятия, ожиданий и интересов участников, их оценок степени возможного риска. Такие затраты подлежат обязательному учету при определении эффективности проекта.

Неопределенность условий реализации инвестиционного проекта не является заданной. По мере осуществления проекта участникам поступает дополнительная информация об условиях реализации и ранее существовавшая неопределенность "снимается".

С учетом этого система управления реализацией инвестиционного проекта должна предусматривать сбор и обработку информации о меняющихся условиях его реализации и соответствующую корректировку проекта, графиков совместных действий участников, условий договоров между ними.

Для учета факторов неопределенности и риска при оценке эффективности проекта используется вся имеющаяся информация об условиях его реализации, в том числе и не выражающаяся в форме каких-либо вероятностных законов распределения. При этом могут использоваться следующие три метода (в порядке повышения точности):

- проверка устойчивости;
- корректировка параметров проекта и экономических нормативов;
- формализованное описание неопределенности.

Метод проверки устойчивости предусматривает разработку сценариев реализации проекта в наиболее вероятных или наиболее «опасных» для каких-либо участников условиях. По каждому сценарию исследуется, как будет действовать в соответствующих условиях организационно-экономический механизм реализации проекта, каковы будут при этом доходы, потери и показатели эффективности у отдельных участников, государства и населения. Влияние факторов риска на норму дисконта при этом не учитывается.

Проект считается устойчивым и эффективным, если во всех рассмотренных ситуациях интересы участников соблюдаются, а возможные неблагоприятные последствия устраняются за счет запасов и резервов или возмещаются страховыми выплатами.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации может быть охарактеризована показателями предельного уровня объемов производства, цен производимой продукции и других параметров проекта.

Предельное значение параметра проекта для некоторого года t его реализации определяется как такое значение этого параметра в году t , при котором чистая прибыль участника в этом году становится нулевой.

Одним из наиболее важных показателей этого типа является точка безубыточности, характеризующая объем продаж, при котором выручка от реализации продукции совпадает с издержками производства.

При определении этого показателя принимается, что издержки на производство продукции могут быть разделены на условно-постоянные (не изменяющиеся при изменении объема производства энергии) издержки I_C и условно-переменные I_V , изменяющиеся прямо пропорционально объему производства энергии.

Точка безубыточности определяет объем реализации продукции V_B по формуле:

$$V_B = \frac{I_C}{C - I_V},$$

где C – цена единицы энергетической продукции.

Для подтверждения работоспособности проектируемого производства (на данном шаге расчета) необходимо, чтобы значение точки безубыточности было меньше значений номинальных объемов производства и продаж (на этом шаге). Чем дальше от них значение точки безубыточности (в процентном отношении), тем устойчивее проект.

Метод расчета усложняется, если при изменении объемов производства или при изменении уровня использования производственной мощности величина издержек изменяется нелинейно, хотя алгоритм остается прежним.

Возможная неопределенность условий реализации проекта может учитываться также путем корректировки параметров проекта и применяемых в расчете экономических нормативов, замены их проектных значений на ожидаемые. В этих целях:

- сроки строительства и выполнения других работ увеличиваются на среднюю величину возможных задержек;
- учитывается среднее увеличение стоимости строительства, обусловленное ошибками проектной организации, пересмотром проектных решений в ходе строительства и непредвиденными расходами;
- учитываются запаздывание платежей, неритмичность поставок сырья и материалов, внеплановые отказы оборудования, допускаемые персоналом нарушения технологии, уплачиваемые и получаемые штрафы и иные санкции за нарушения договорных обязательств;

- в случае, если проектом не предусмотрено страхование участника от определенного вида инвестиционного риска, в состав его затрат включаются ожидаемые потери от этого риска.

Аналогично в составе косвенных А финансовых результатов учитывается влияние инвестиционных рисков на сторонние предприятия и население; увеличивается норма дисконта и требуемая величина ВНД.

Наиболее точным (но и наиболее сложным с технической точки зрения) является метод формализованного описания неопределенности. Применительно к видам неопределенности, наиболее часто встречающимся при оценке инвестиционных проектов, этот метод включает следующие этапы:

- описание всего множества возможных условий реализации проекта (в форме соответствующих сценариев или в виде системы ограничений на значения основных технических, экономических и т.п. параметров проекта) и отвечающих этим условиям затрат (включая возможные санкции и затраты, связанные со страхованием и резервированием), результатов и показателей эффективности;
- преобразование исходной информации о факторах неопределенности в информацию о вероятностях отдельных условий реализации и соответствующих показателях эффективности или об интервалах их изменения;
- определение показателей эффективности проекта в целом с учетом неопределенности условий его реализации – показателей ожидаемой эффективности.

Основными показателями, используемыми для сравнения различных инвестиционных проектов и выбора лучшего из них, являются показатели ожидаемого интегрального эффекта $\mathcal{E}_{OЖ}$ (экономического – на уровне национального хозяйства, коммерческого – на уровне отдельного участника). Эти же показатели используются для обоснования рациональных размеров и форм резервирования и страхования.

Если вероятности различных условий реализации проекта известны точно, ожидаемый интегральный эффект рассчитывается по формуле математического ожидания:

$$\mathcal{E}_{OЖ} = \sum_i \mathcal{E}_i P_i,$$

где $\mathcal{E}_{OЖ}$ – ожидаемый интегральный эффект проекта;

\mathcal{E}_i – интегральный эффект при i -м условии реализации;

P_i – вероятность реализации этого условия.

В общем случае расчет ожидаемого интегрального эффекта рекомендуется производить по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \lambda \mathcal{E}_{\text{max}} + (1 - \lambda) \mathcal{E}_{\text{min}},$$

где \mathcal{E}_{max} и \mathcal{E}_{min} – наибольшее и наименьшее из математических ожиданий интегрального эффекта по допустимым вероятностным распределениям;

λ – специальный норматив для учета неопределенности эффекта, отражающий систему предпочтений соответствующего хозяйствующего субъекта в условиях неопределенности. При определении ожидаемого интегрального экономического эффекта его рекомендуется принимать на уровне 0,3.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие существуют показатели и виды эффективности инвестиционного проекта?
1. Что такое чистый доход?
2. Что такое чистый дисконтированный доход?
3. Что такое индекс доходности?
4. Что такое срок окупаемости (простой и дисконтированный)?
5. Что такое внутренняя норма доходности?
6. Что входит в информацию о макроэкономической среде?
7. Что понимается под банковскими процентными ставками?
8. Что такое общая динамика инфляции?
9. Что означает учетная ставка Центрального банка РФ
10. Поясните смысл понятия период начисления процентов банком.
11. Что такое курс обмена валют?

Глава 12. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

12.1. Котельная на древесном топливе

1. Исходные данные для проекта

Холодилино – административный центр Студеного района, расположенный в северной части России. Население Холодилино – 20000 человек. Холодилинское предприятие «Энергопоставка» является собственностью муниципалитета и имеет 20 котельных, которые в основном сжигают уголь для обеспечения города теплом и горячей водой. Из-за недостатка угля и плохого состояния котельных №2 и №8 не обеспечивается качественная поставка тепла потребителям и люди замерзают в отопительный период. Древесные отходы образуются при лесозаготовке и деревопереработке и могут поставляться местной компанией АО «Заготовкапромлес» и использоваться как дешевое и экологически чистое топливо в котельной. В настоящее время древесные отходы складированы и накапливаются на свалках.

Для кардинального изменения положения в обеспечении теплом населения планируется модернизация с переводом ряда котельных на древесное топливо. В котельной №2 предлагается установить котел по сжиганию древесных отходов мощностью 3 МВт. Этот котел заменит существующие старые угольные котлы в котельных №2 и №8. Планируемая модернизация приведет к снижению стоимости тепловой энергии, а так же улучшит ситуацию с поставкой тепла потребителям, подключенным к котельным № 2 и № 8.

При установке нового котла на биотопливе производство тепла увеличится на 30%, с 15000 МВт·ч до 19500 МВт·ч, что в свою очередь удовлетворит потребности населения в тепловой энергии. Четыре из существующих котлов в котельной №2 будут сохранены для покрытия пиковых нагрузок в течение самых холодных периодов и для обеспечения резерва. Установка нового котла на биотопливе позволит снизить потребление угля на 4500 тонн в год. Годовые чистые сбережения после реализации данного проекта составят 172200 долл.

Предлагается следующая система финансирования проекта. Половина средств обеспечивается владельцем проекта (местный муниципалитет) и 50% составит заем из Фонда НЕФКО. В табл. 12.1 приведены основные экономические показатели проекта.

Таблица 12.1

Основные экономические параметры проекта

Параметр проекта	Значение
Доля собственника, долл.	200000
Объем заемных средств, долл.	200000
Общие инвестиции, долл.	400000
Чистое годовое сбережение, долл.	172200
Чистая существующая стоимость, долл.	905500
Внутренняя норма доходности, %	56

Реализация проекта позволит улучшить экологическую ситуацию в регионе (локальные экологические преимущества), а также снизит выбросы парниковых газов в атмосферу (глобальные экологические преимущества). Кроме того, проект будет служить демонстрационным объектом рационального использования местных видов топлива. Реализация проекта позволит предотвратить накопление древесных отходов на свалках. Складирование древесных отходов на свалках создает следующие экологические проблемы: а) выделение очень сильного парникового газа метана и б) сброс загрязненных вод со свалок в водную экосистему. Общее сокращение выделения парниковых газов составит 27200 тонн эквивалента CO₂ в год, где 13800 тонн CO₂ – результат сокращения потребления угля и 13400 тонн эквивалента CO₂ в виде метана, что обусловлено снижением накопления древесных отходов на свалках.

2. Заемщик

В данном разделе должна быть представлена информация по заемщику (получателю кредита). Необходима следующая информация:

1. История компании.
2. Текущее положение (акционеры, персонал и т.д.).
3. Виды деятельности.
4. Клиенты (включая иностранных).
5. Годовой оборот.

Так же необходимо приложить бухгалтерский баланс за последние три года (с подписью руководителя и печатью).

3. Информация по проекту

Численность населения в г. Холодилино составляет 20000 человек. Местное предприятие «Энергопоставка», являющееся собственностью муниципалитета, имеет на своем балансе 20 котельных, которые обеспечивают город теплом и горячей водой. Целью проекта является установка котла по сжиганию древесных отходов в котельной №2 взамен существующих угольных котлов. Угольная котельная №8 будет закрыта и ее нагрузки будут подключены к котельной №2.

На момент подготовки проекта в котельной №2 установлены 6 угольных котлов с ручной подачей топлива мощностью 1 МВт каждый. Тип котлов – Братск. Два из них обеспечивают получение горячей воды, а оставшиеся четыре обеспечивают производство тепла. Котлы находятся в плохом состоянии и работают с низким КПД. Из-за нехватки топлива и плохого состояния оборудования температура в зданиях часто не превышает 15°C в зимнее время, что создает социальные проблемы, так как люди замерзают.

В котельной № 2 предлагается установить автоматический котел по сжиганию древесного топлива мощностью 3 МВт. При установке нового котла на древесном топливе производство тепла увеличится на 30% с 15000 МВт·ч до 19500 МВт·ч. Это полностью обеспечит потребителей теплом высокого качества. Четыре угольных котла в котельной № 2 будут оставлены для покрытия пиковых нагрузок в течение самого холодного периода года. Установка котла на древесном топливе позволит исключить ежегодное сжигание 4500 тонн угля. Чистые годовые сбережения после установки нового котла на древесном топливе составят 172200 долл.

Древесное топливо планируется покупать у местной лесозаготовительной компании АО «Заготовкапромлес». Компания заготавливает около 1200 тыс. м³ стволовой древесины в год. Объем древесных отходов для поставки внешним покупателям оценивается в 90 тыс. м³. АО «Заготовкапромлес» будет поставлять древесные отходы для новой котельной. Рубильная машина будет расположена рядом с котельной, где и будет производиться щепа из древесных отходов.

4. Экологические преимущества

Реализация проекта позволит улучшить экологическую ситуацию в регионе (локальные экологические преимущества), а также снизит выбросы парниковых газов в атмосферу (глобальные экологические

преимущества). Кроме того, проект будет служить демонстрационным объектом рационального использования местных видов топлива.

Реализация проекта предотвратит складирование древесных отходов на свалке, которое приводит к глобальным экологическим проблемам, таким как выбросы очень сильных парниковых газов (метана) и местным проблемам, обусловленным загрязнением воды со свалок.

Альтернативой использованию древесного топлива в г.Холодилино является продолжение получение тепла при сжигании угля. Таким образом, установка котла на древесном топливе даст следующие экологические выгоды:

Замена угля, глобальные и местные экологические преимущества. Снижение потребления 4500 тонн угля приведет к сокращению выбросов CO₂ в атмосферу в объеме 13800 тонн ежегодно. Также будет достигнуто сокращение вредных выбросов SO₂ и NO_x (табл. 12.2).

Сокращение свалок, глобальные и местные преимущества.

Утилизация древесных отходов в качестве древесного топлива сократит необходимость лесозаготовительной компании свозить отходы на свалку. Разложение древесных отходов на свалке является причиной нескольких экологических проблем. Вода содержит кислотные компоненты и другие загрязнители. Также разложение отходов на свалке приводит к выбросам газов в атмосферу, главным образом метана (очень сильного парникового газа). Установка котла на древесном топливе мощностью 3 МВт позволит сократить разложение 6400 тонн древесных отходов в год. Это приведет к сокращению выбросов метана в объеме 640 тонн, что приблизительно соответствует 13400 тонн эквивалента CO₂ в год. Расчетный срок службы котла на древесном топливе 15 лет, и в течение этого срока должно быть предотвращено приблизительно 201000 тонн выбросов CO₂.

Таблица 12.2

Экологические преимущества перевода котельной на древесное топливо

Меры (тонн/год)	Сокращение потребления	CO ₂	CO ₂ экв.	SO ₂	NO _x	Пыль
Замена угля	4500	13800		58,1	12,4	
Сокращение разложения древесных отходов	6400		13400			
Общее сокращение		13800	13400	58,1	12,4	0

Общее сокращение выбросов парниковых газов будет приблизительно 27200 тонн эквивалента CO₂ в год, из которых 13800 тонн CO₂ это результат сокращения потребления угля и приблизительно 13400 тонн эквивалента CO₂ это результат сокращения выбросов метана за счет разложения древесных отходов на свалке.

5. Эффективность проекта

Оценки основных параметров для расчета рентабельности проекта приведены в табл. 12.3, а основные элементы экономии показаны в табл. 12.4. Условия кредитования: процентная ставка – 6%, срок возврата кредита – 2,5 года. Для проекта перевода котельной на древесное топливо экономический срок службы принимается равным 10 годам. Реальная процентная ставка принимается равной нулю.

Таблица 12.3

*Оценка рентабельности проекта
перевода котельной на древесное топливо*

Параметр	Величина
Общие инвестиции, долл.	400000
Чистые сбережения, долл./год	172200
Простой срок окупаемости, лет	2,32
Чистая дисконтированная стоимость, долл.	905500
Внутренняя норма доходности проекта, %	56

Таблица 12.4

*Оценка экономии при переводе
котельной на древесное топливо*

Элемент	Величина экономии, долл./год
Стоимость угля	225000
Древесное топливо с учетом транспортировки	76800
Электроэнергия	4800
Зарплата и техобслуживание	19200
Общие чистые сбережения	172200

В расчетах приняты следующие оценки: цена на электроэнергию – 0,04 долл./кВт·ч, цена угля с учетом транспортировки – 50 долл./т, цена древесного топлива – 4 долл./т.

Экономия электроэнергии и издержек на заработную плату и техническое обслуживание являются результатом закрытия котельной №8. Результаты расчета годовой экономии при переводе котельной на сжигание древесного топлива даны в табл. 12.5.

Таблица 12.5

Оценка годовой экономии при переводе котельной на древесное топливо

Элементы сбережения	До модернизации		После новых мер		Чистые сбережения	
	кол-во	долл./год	кол-во	долл./год	кол-во	долл./год
Уголь, тонн	4500	225000			4500	225000
Щепа, м ³			19200	76800	19200	76800
Итого топлива		225000	–	76800		148200
Электричество, МВт·ч	220	8800	100	4000	120	4800
Зарплата и техобслуживание		44200		25000		19200
Стоимость энергии		278000		105800		172200

6. Реализация проекта

Планируемый график реализации проекта приведен в табл.12.6.

7. Проектные расходы

В табл. 12.7 приведены данные о капитальных вложениях в проект перевода котельной на сжигание древесного топлива. Мощность котельной 3 МВт. Новое оборудование будет размещено в существующей котельной №2 города Холодилино. Надзор за установкой, запуск котла и доставка включены в стоимость оборудования.

Таблица 12.6

*График реализации проекта перевода котельной
на древесное топливо*

Действие	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Проектные работы				X								
Тепловые сети					X	X	X					
Строительные работы					X	X	X	X	X			
Монтаж котла					X	X	X	X				
Пуско-наладка									X			
Обучение персонала									X			
Сдача в эксплуатацию										X		
Работа котла											X	X
Руководство проектом	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Таблица 12.7

Капитальные вложения в модернизацию котельной

Составляющая затрат	Значение, долл.
Проектирование и планирование	20000
Управление проектом	24000
Соединение с котельной №8	43200
Оборудование для котельной	200000
Строительные работы	20000
Монтаж котла	36000
Пуско-наладочные работы	14000
Рубильная машина	20000
Сдача в эксплуатацию	3100
Финансовые расходы	4700
Непредвиденные расходы	15000
Общие инвестиции	400000

8. План финансирования

Проект предполагает комбинированное финансирование, состоящее из вклада собственника проекта (местная администрация) и кредита от фонда НЕФКО.

Таблица 12.8*План финансирования проекта*

Источник финансирования	Итого, долл.
Вклад местной администрации	195300
Кредит	200000
Итого инвестиции	395300

Сумма всех процентов, накопленных и выплаченных в течение периода выдачи займа, представлены финансовые затраты в период выдачи займа (4700 долл.). Финансовые затраты относятся к затратам по проекту, и следовательно, должны быть включены в проектные затраты.

Таблица 12.9*План выплат заемных средств*

Этапы	Дата	Выплата		Процент на выданную сумму 6 % в год
		Собственник	НЕФКО	
Выплата 1	01.04.06	108000	120000	
1 выплата процентов НЕФКО	15.04.06			300 долл.
Выплата 2	01.07.06	48200	40000	
2 выплата процентов НЕФКО	15.07.06			1900 долл.
Выплата 3	01.10.06	39100	40000	
3 выплата процентов НЕФКО ВСЕГО	15.10.06	195300	200000	2500 долл. 4700 долл.

Финансовый план будет иметь следующий вид (табл.12.10).

Таблица 12.10

Финансовый план

Источники финансирования	Размер, долл.	Процентная ставка, %	Срок, лет
Собственные средства	200000		
Заем NEFCO	200000	6	2,5
Общие инвестиции	400000		

9. Финансовые прогнозы

Анализ потока наличности показан в табл. 2.11. Практически эксплуатация котельной начнется 16.10.06. С учетом финансовых издержек дисконтированный срок окупаемости проекта составит 2,4 года (при нулевой реальной процентной ставке). Чистый дисконтированный доход составит $1305,5 - 400 = 905,5$ тыс. долл. Индекс доходности равен 2,26.

Таблица 12.11

План притока денежных средств, тыс. долл.

	Года										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инвестиции	400										
Финансирование:											
Кредит	200										
Собственный вклад	200										
Обслуживание долга		90,2	85,4	40,9							
Чистые сбережения	0	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2
Чистый приток денежных средств	200	82,0	86,8	131,3	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2
Накопленный приток денежных средств	200	118	31,2	100,1	272,3	444,5	616,7	788,9	961,1	1133,3	1305,5

10. График финансирования, обслуживания и погашения займа

Начало погашения займа приходится на 15.01.17. Первое погашение должно быть произведено 15.01.17, далее – ежеквартально по стандартной схеме Фонда НЕФКО. План погашения денежных средств приведен в табл. 12.12.

Таблица 12.12

План погашения заемных средств, долл.

Выплата		Дата	Выплата	Невыплаченный капитал	Проценты 6 % в год	Всего
		15.10.16		200000		
1		15.01.17	20000	180000	3000	23000
2		15.04.17	20000	160000	2700	22700
3		15.07.17	20000	140000	2400	22400
4		15.10.17	20000	120000	2100	22100
5		15.01.18	20000	100000	1800	21800
6		15.04.18	20000	80000	1500	21500
7		15.07.18	20000	60000	1200	21200
8		15.10.18	20000	40000	900	20900
9		15.01.19	20000	20000	600	20600
10		15.04.19	20000	0	300	20300
Итого			200000		16500	216500

12.2. Малая гидроэлектростанция

1. Описание проекта

Целью проекта является восстановление и эксплуатация неработающей в настоящее время Андреевской малой ГЭС, расположенной на Карельском перешейке на реке Тукалус-йоки (Выборгский район, Ленинградская область).

Особенностью проекта является то, что Андреевская МГЭС уже была в 1957 году восстановлена на основе финской ГЭС Лавола и имеет сохранившиеся до настоящего времени часть гидротехнических сооружений, в частности головной узел с водозабором и подводным каналом, уравнильный резервуар и здание ГЭС. Это обстоятельство существенно снижает затраты по основным сооружениям и, соответственно, стоимость всего объекта.

В настоящее время энергообеспечение местных потребителей в Выборгском районе осуществляется стационарными линиями электропередач, напряжением 6 и 10 кВ от сетей Ленэнерго. Одна из линий 10 кВ проходит рядом со станцией, поэтому для выдачи энергии от МГЭС в сеть не требуется сооружения дополнительных линий.

В качестве основного гидроэнергетического оборудования обоснована целесообразность установки специализированного оборудования для малых ГЭС, производимого на Санкт-Петербургских заводах. Строительство МГЭС также позволит дополнительно загрузить и поддерживать производственные мощности города и области.

Андреевская МГЭС мощностью 650 кВт обеспечит выработку 3,06 млн. кВт·ч электроэнергии. Сметная стоимость строительства составила 14,28 млн. руб. (без учета НДС) в ценах 2000 г., в том числе строительно-монтажные работы – 7,42 млн. руб., оборудования – 5,14 млн. руб., прочие затраты – 1,72 млн. руб.

Показатели экономической эффективности инвестиций в восстановление Андреевской МГЭС при расчетах в прогнозных ценах в случае финансирования за счет собственных средств составили:

- чистый дисконтированный доход – 55,5 млн. руб.,
- внутренняя норма доходности – 38%,
- простой срок окупаемости – 5,8 лет,
- дисконтированный срок окупаемости – 10,6 лет.

При использовании кредита в объеме 8,617 млн. руб. (50% инвестиций) сроком на 11 лет под 25% годовых, показатели экономической эффективности МГЭС ухудшились:

- чистый дисконтированный доход – 15,8 млн. руб.,
- внутренняя норма доходности – 30%,
- простой срок окупаемости – 7 лет,
- дисконтированный срок окупаемости – 18,3 года.

Полученные экономические показатели характеризуют проект МГЭС как экономически эффективный и выгодный для реализации.

Проект восстановления малой Андреевской ГЭС предполагает использование речного стока в районе озера Сайма. Андреевская МГЭС располагается на реке Тукалус-йоки, которая протекает через ряд естественных озер и имеет достаточно хорошую зарегулированность.

Данная МГЭС является деривационной и содержит в своем составе следующие основные сооружения: головной узел, сложенный из бутового камня и состоящий из водоприемника ГЭС и холостого водосброса, деривационный трубопровод, уравнильный резервуар, два напорных трубопровода и здание ГЭС с отводящим каналом.

При сооружении МГЭС использованы бутовая каменная кладка, дерево (деривационный и напорный трубопроводы), а также бетон (уравнильный резервуар и подземная часть здания ГЭС).

Основные параметры ГЭС (до реконструкции):

1. Установленная мощность – 600 кВт.
2. Напор – 11,4 м.
3. Тип установки – деривационная.
4. Число ниток деривации – 1.
5. Диаметр деривации $\cong 1,95$ м.
6. Длина деривации $\cong 143,2$ м.
7. Диаметр уравнильного резервуара $\cong 5$ м.
8. Высота уравнильного резервуара – 8 м.
9. Число ниток напорного трубопровода – 2.
10. Диаметр напорного трубопровода – 1,3 м.
11. Длина напорных трубопроводов $\cong 33,3$ м.
12. Тип гидротурбины – горизонтальная, радиально-осевая.
13. Диаметр турбины $\cong 0,84$ м.
14. Частота вращения – 300 об/мин.
15. Тип предтурбинного затвора – дисковый.
16. Тип гидрогенератора – синхронный, горизонтальный.
17. Мощность гидрогенератора – 400 кВА.
18. Тип отсасывающей трубы – вертикальная, раструбная.

Состояние сооружений МГЭС следующее: головной узел – частично разрушена каменная кладка, отсутствует сороудерживающая решетка; из-за разрушения деривационного водовода вода вытекает через водоприемник; деривационный трубопровод – оболочка трубопровода сгнила, бандажки разбросаны, часть промежуточных опор повалена; уравнильный резервуар – находится в удовлетворительном состоянии; напорные трубопроводы – состояние, аналогичное деривационному трубопроводу; здание ГЭС – шатер здания ГЭС сохранился, однако его состояние требует дополнительной экспертизы (внутренние

перегородки разрушены); оборудование здания ГЭС – горизонтальные РО турбины, генераторы отсутствуют, предтурбинные затворы находятся в неудовлетворительном состоянии, электротехническое оборудование разбито или отсутствует.

Для восстановления МГЭС потребуется полная замена гидроэнергетического, электротехнического и механического оборудования, восстановление напорной деривации, ремонт водосбросных сооружений, снос и возведение нового здания ГЭС каркасного типа, ремонт отводящего канала. Также есть необходимость восстановления подъездной автодороги длиной 8 км. В расчетах эти затраты не учтены. На рис. 12.1 показана схема головного узла. План и поперечный разрез здания МГЭС показаны на рис. 12.2 и рис. 12.3.

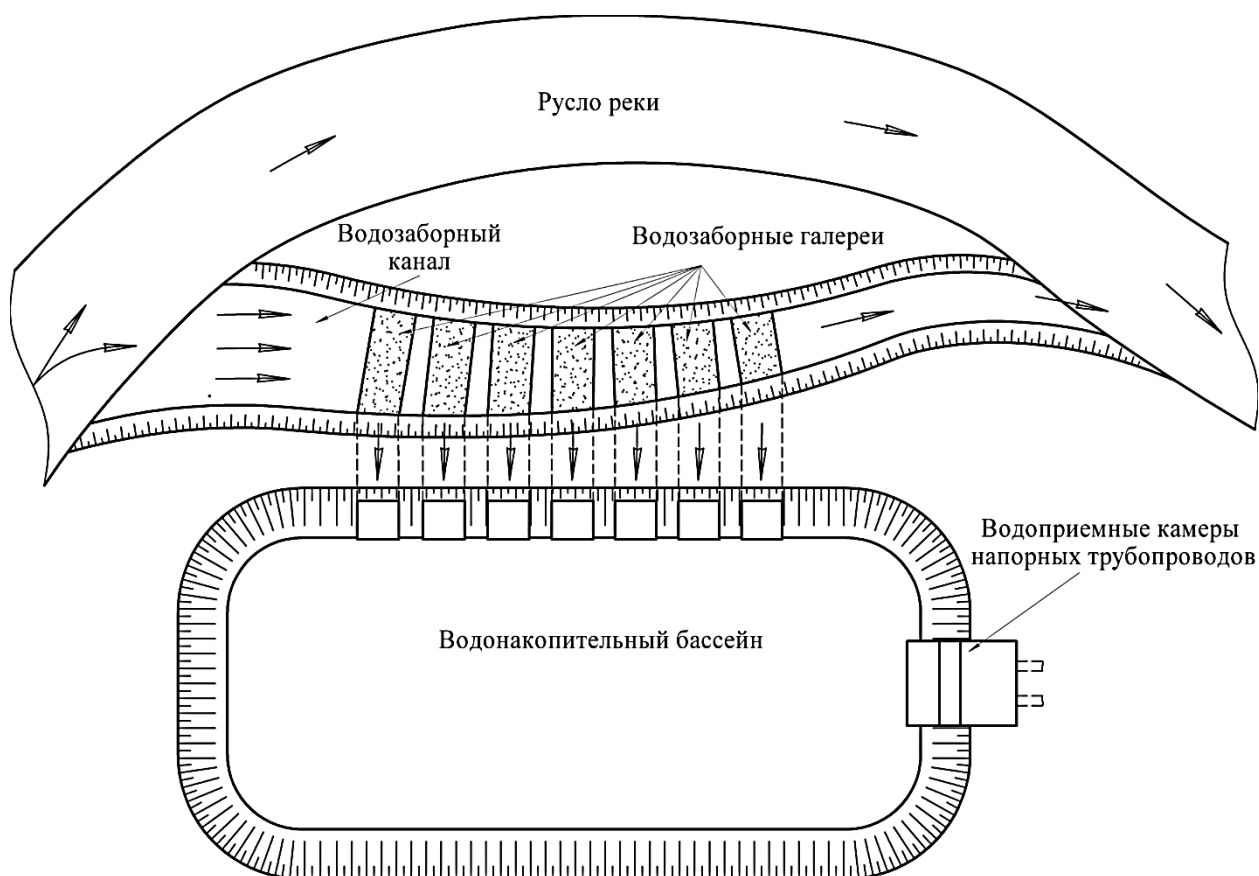


Рис. 12.1. Схема головного водозабора

2. Состав технологического оборудования

В настоящее время рассматривается возможность установки гидросилового оборудования производственного предприятия МНТО «ИНСЭТ», имеющего богатый опыт производства оборудования для

малых ГЭС. Предполагается рассмотреть 2 варианта установки оборудования с гидроагрегатами ГА1 и ГА8.

Пропеллерная гидротурбина гидроагрегата ГА1.

Гидротурбина предназначена для использования ее в составе гидроагрегата в качестве привода генератора трехфазного переменного тока. Гидротурбина предназначена для эксплуатации в пресной воде и может быть установлена в бетонной или металлической спиральной камере или в открытой аванкамере.

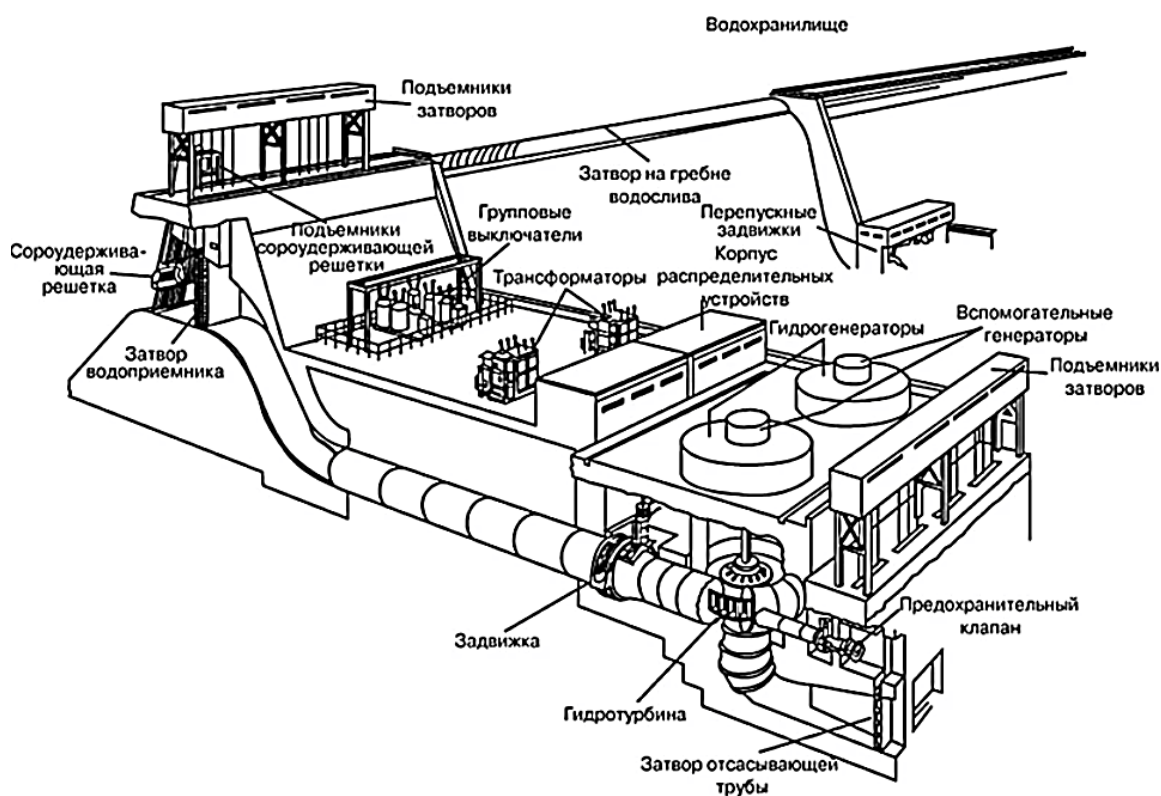


Рис. 12.2. Структура здания энергоагрегатов МГЭС

Тип гидротурбины – вертикальная пропеллерная с переустанавливаемыми при остановленном гидроагрегате лопастями рабочего колеса и направляющим аппаратом дискретного регулирования.

Диаметр рабочего колеса – 1,2 м.

Напоры:

- максимальный – 9,0 м,
- минимальный – 5,0 м.

Частота вращения ротора турбины – 200-350 об/мин.

Направление вращения ротора турбины правое, если смотреть со стороны вала.

Максимальная допустимая мощность на валу турбины – 350 кВт. Количество пусков и остановов гидротурбины за время ее эксплуатации не регламентировано.

Гидротурбина состоит из статора с камерой рабочего колеса и конусом отсасывающей трубы, ротора турбины, установленного на статоре, и направляющего аппарата. В состав ротора входит рабочее колесо, размещенное в камере рабочего колеса. Вода из верхнего бьефа поступает в спиральную камеру (или в открытую аванкамеру), затем через направляющие лопатки подводится к рабочему колесу и далее через отсасывающую трубу отводится в нижний бьеф.

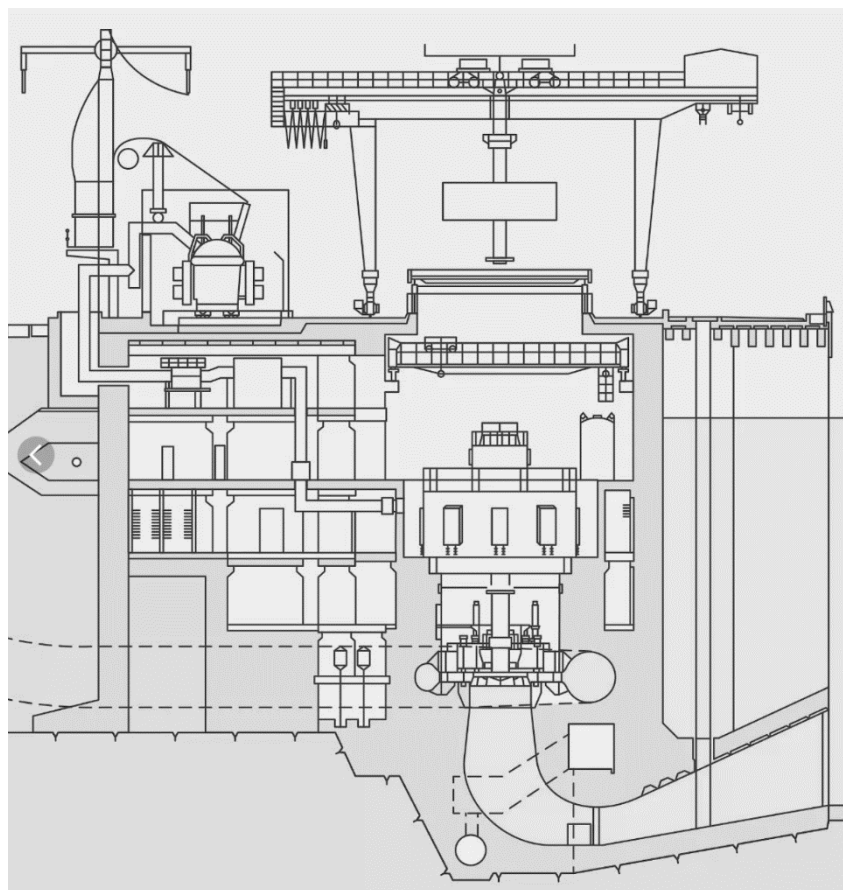


Рис. 12.3. Поперечный разрез по зданию МГЭС

Пропеллерная гидротурбина гидроагрегата ГАН. Гидротурбина входит в состав гидроагрегата и служит приводом генератора трехфазного переменного тока. Гидротурбина может быть установлена в здании ГЭС с вертикальным и горизонтальным положением оси ротора. Гидротурбина предназначена для эксплуатации в пресной воде.

Это пропеллерная гидротурбина с переустанавливаемыми при демонтированном гидроагрегате лопастями рабочего колеса и направляющим аппаратом дискретного регулирования.

Диаметр рабочего колеса – 1,0 м.

Напоры:

- максимальный – 25,0 м,
- минимальный – 10,0 м.

Частота вращения ротора турбины – 500-600 об/мин.

Направление вращения ротора турбины правое, если смотреть со стороны вала. Максимальная мощность на валу турбины равна 1350 кВт.

Количество пусков и остановок гидротурбины за время ее эксплуатации не регламентировано.

Конструкция гидротурбины предусматривает возможность ее установки как с вертикальным, так и с горизонтальным положением оси вращения вала. Гидротурбина состоит из статорной и роторной частей. Статорная часть включает спиральную камеру с камерой рабочего колеса и направляющий аппарат. Роторная часть – подшипниковый узел с рабочим колесом и валом турбины. При работе турбины поток воды с заданным напором и расходом поступает по спиральной камере через направляющий аппарат на лопастную систему рабочего колеса и создает на валу гидротурбины крутящий момент, который посредством муфты передается на ротор генератора.

Производственный план. Предусматриваются три стадии реализации проекта.

Преинвестиционная:

- подготовка проектно-финансовой документации;
- проведение переговоров об условиях предоставления инвестиций;
- проведение переговоров и заключение контракта о поставке оборудования.

Инвестиционная:

- изготовление и доставка оборудования;
- проведение строительных и монтажных работ;
- обучение персонала;
- проведение пред эксплуатационных испытаний.

Эксплуатационная - эксплуатация ГЭС.

Срок от момента заключения контракта на проведение проектных работ и строительства до ввода объекта в эксплуатацию составит около двух лет. Изготовление гидроэнергетического оборудования может быть осуществлено предприятием МНТО "ИИСЭТ". Доставка оборудования на МГЭС будет осуществлена автомобильным транспортом из Санкт-Петербурга.

Для проведения строительных и монтажных работ будут задействованы специализированные фирмы из Выборга и Санкт-Петербурга. Строительные работы могут быть выполнены за 7 месяцев. Объемы строительно-монтажных работ приведены в табл. 12.13.

Срок эксплуатации МГЭС составит не менее 30 лет. В оперативном отношении МГЭС должна подчиняться диспетчеру местных электросетей. На ГЭС предусматривается постоянный дежурный персонал, который осуществляет оперативное управление режимом работы ГЭС и техническое обслуживание оборудования. Капитальные ремонты гидросилового оборудования будут производиться специализированной организацией.

Таблица 12.13

Основные объемы работ по восстановлению Андреевской МГЭС

№ п/п	Наименование видов работ	Ед.изм.	Объем
1	Лесоочистка	га	0,2
2	Выемка мягких грунтов	м ³	505
3	Выемка скальных грунтов	м ³	300
4	Разборка старого бетона	м ³	200
5	Разборка бутовой и кирпичной кладки	м ³	295
6	Насыпь мягких грунтов	м ³	3350
7	Насыпь скальных грунтов	м ³	180
8	Укладка монолитного бетона	м ³	235
9	Монтаж сборного железобетона	м ³	370
10	Кладка кирпичных стен	м ³	34
11	Устройство кровли	м ²	300
12	Демонтаж старых металлических конструкций	т	20
13	Монтаж ГСО	т	30
14	Монтаж металлоконструкций и механического оборудования	т	39,5
15	Монтаж электротехнического оборудования	т	12

3. План маркетинга

Выработка электроэнергии Андреевской МГЭС составит 3,06 млн. кВт·ч в год. Эта электроэнергия будет поставляться в местную электрическую сеть, эксплуатируемую муниципальным предприятием “Выборгские электрические сети”. Также возможен экспорт электроэнергии в Финляндию. Для реализации этого варианта необходимо построить ЛЭП длиной около 3 км.

Вырабатываемая МГЭС электроэнергия будет соответствовать стандартам качества электроэнергии по частоте и напряжению, действующим в Российской Федерации.

Средний тариф на электроэнергию в Ленинградской области в марте 2000 г. составлял 29 коп./кВт·ч, промышленный тариф – 37 коп./кВт·ч.

Доход ОАО “Андреевская ГЭС” после ввода ГЭС в эксплуатацию будет складываться из средств, полученных от продажи произведенной электроэнергии на ГЭС, и будут направляться на счет специально созданного предприятия ОАО “Андреевская ГЭС” муниципальным предприятием “Выборгские электрические сети”. Взаимоотношения между ОАО “Андреевская ГЭС” и муниципальным предприятием “Выборгские электрические сети” будут регламентироваться соответствующим договором. Схема финансовых и товарных потоков показана на рис. 12.4.

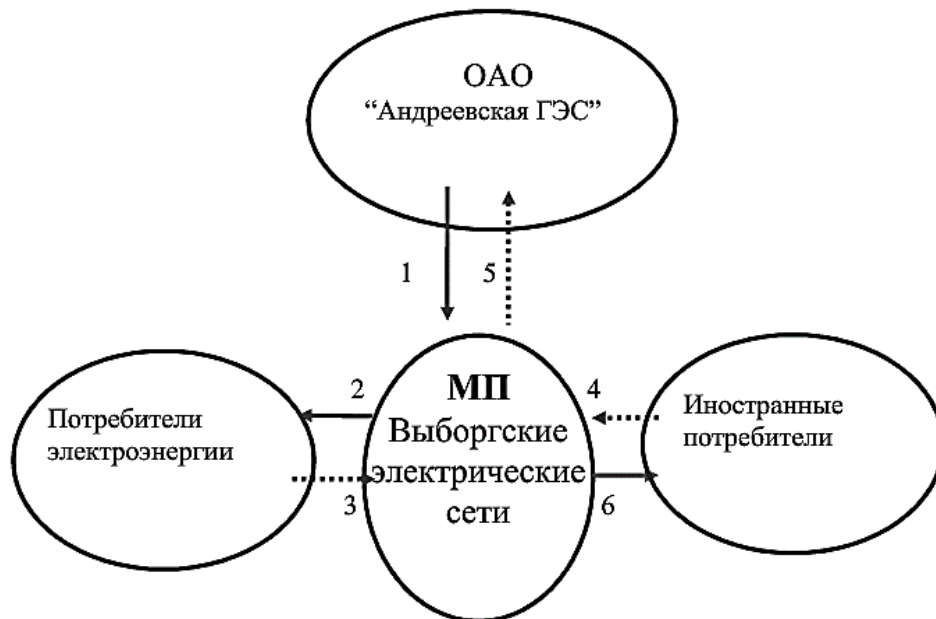


Рис. 12.4. Схема финансовых и товарных потоков в после реализации проекта

На рис.12.4 использованы следующие обозначения:

1 – электроэнергия, отпускаемая ГЭС, принадлежащей ОАО «Андреевская ГЭС», в сеть муниципального предприятия «Выборгские электрические сети»;

2 – электроэнергия, реализуемая потребителям муниципальным предприятием «Выборгские электрические сети»;

3 – оплата потребителей за электроэнергию по установленным тарифам;

4 – средства муниципального предприятия «Выборгские электрические сети», поступающие от иностранных потребителей;

5 – денежные средства, которые будут поступать из муниципального предприятия «Выборгские электрические сети» в ОАО «Андреевская ГЭС».

6 – электроэнергия, отпускаемая иностранным потребителям.

Одним из вариантов движения денежных средств может стать прямая продажа электроэнергии, производимой ОАО «Андреевская ГЭС», иностранным потребителям.

4. Организационный план

С целью реализации данного пилотного проекта должно быть создано открытое акционерное общество «Андреевская ГЭС». Его учредителями могут выступить:

- Муниципальное предприятие «Выборгские электрические сети».
- НПК СПбГПУ.
- МНЮ "ИНСЭТ".
- Администрация Выборгского района Ленинградской области.
- Заинтересованные инвесторы.
- Иностранные партнеры.

Высшим органом управления ОАО «Андреевская ГЭС» является собрание учредителей, к компетенции которой относятся:

- изменение устава общества, в т.ч. изменение уставного капитала;
- избрание членов совета директоров и ревизионной комиссии общества и досрочное прекращение их полномочий;
- утверждение годовых отчетов, бухгалтерских балансов, счетов прибылей и убытков общества и распределение его прибылей и убытков;

– решение о реорганизации или ликвидации общества.

Руководство текущей деятельностью ОАО осуществляет Совет Директоров, основной задачей которого является выработка стратегии и политики деятельности предприятия.

Совет Директоров привлекает нескольких экспертов к процессу управления проектом на его пред инвестиционной стадии. Речь идет, в первую очередь, о разработке ими ТЭО и бизнес-плана, оценке рисков, планировании и подготовке проектно-сметной документации.

Рабочим органом ОАО является Исполнительная Дирекция. Генеральный директор избирается из состава Совета Директоров. Условия труда, права и обязанности генерального директора определяются в заключенном с ним контракте и в уставе предприятия.

Генеральный директор решает самостоятельно все вопросы деятельности ОАО, за исключением вопросов, отнесенных к компетенции общего собрания учредителей.

Генеральный директор утверждает структуру и штатное расписание ОАО, которые в настоящее время находятся в стадии формирования.

В структуре управления предприятием на данном этапе выделяются следующие должности: генеральный директор – 1 чел., главный бухгалтер – 1 чел., главный энергетик – 1 чел.

При этом имеется в виду, что директор и бухгалтер начинают работать с момента регистрации предприятия, а главный энергетик – с момента начала реконструкционных работ на ГЭС.

Таким образом, численность основного и вспомогательного производственного персонала будет составлять 6-8 человек. Предприятие относится к субъектам малого предпринимательства, на которое распространяется упрощенная система налогообложения, учета и отчетности.

5. Финансовый план

При разработке бизнес-плана использовались "Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования", утвержденные Госстроем России, Министерством экономики, Министерством финансов Российской Федерации, Госкомпромом России 31.03.94 №7-12/47 и "Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике", утвержденные РАО "ЕЭС России" 04.02.97 №3р. Финансово-экономические показатели

проекта рассчитаны с помощью программного пакета "Альт-Инвест", предназначенного для коммерческой оценки инвестиционных проектов и разработанного исследовательско-консультационной фирмой "Альт". Программный пакет основан на использовании методики UNIDO (комиссии Организации Объединенных Наций по промышленному развитию).

Горизонт расчета принят 30 лет при длительности интервала планирования (шаге) 1 год. Расчеты выполнены в постоянных и прогнозных ценах. В качестве текущих (базисных) постоянных цен приняты цены, сложившиеся в экономике страны на начало 2000 года.

Текущие цены на продукцию и ресурсы остаются неизменными на протяжении всего расчетного периода. Прогнозные цены зависят от общей инфляции и структурных изменений цен в перспективе. Средний уровень инфляции за расчетный период принят равным 15%.

Оценка вариантов инвестиционного проекта осуществлялась с помощью показателей:

- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- внутренняя норма доходности для собственных средств;
- индекс доходности;
- простой срок окупаемости;
- простой срок окупаемости собственных средств;
- дисконтированный срок окупаемости.

Финансовый анализ включал также оценку' финансовой состоятельности проекта, то есть его способность своевременно и в полном объеме выполнять свои финансовые обязательства. Финансовый анализ основывается на трех формах документов: отчет о прибыли; отчет о движении денежных средств; балансовый отчет.

Для оценки риска проекта выполнен анализ его чувствительности к изменению исходных параметров (тарифов на электроэнергию, объема необходимых инвестиций, эксплуатационных издержек и ставки сравнения).

При проведении расчетов в текущих ценах (без учета инфляции) ставка сравнения принята 10%, получение кредитов осуществляется под 10% годовых. При проведении расчетов в прогнозных ценах эти ставки включают дополнительно инфляционную составляющую.

Учет налогов в расчетах осуществлялся в соответствии с упрощенной системой налогообложения, учета и отчетности, распространяющейся на предприятия с численностью работающих до 15 человек и валовой выручкой меньше 100000 МРОТ. Объектом налогообложения принята валовая выручка по принятой в Ленинградской области ставке 8%.

Необходимые капиталовложения

В качестве исходной информации для расчета необходимых капиталовложений в реконструкцию и восстановление Андреевской МГЭС приняты технические решения, разработанные на первом этапе обоснования проекта на кафедре ВИЭГ СПбГГТУ. Сметная стоимость восстановления сооружений Андреевской МГЭС в ценах 2000 года составила 14,28 млн. руб. (без НДС). Распределение инвестиций по видам затрат приведено в табл. 12.14.

Таблица 12.14

Распределяйте инвестиций по видам затрат

Наименование элементов затрат	Стоимость, млн. руб.
Строительные работы	6,79
Монтажные работы	0,63
Оборудование	5,14
Прочие	1,72
Всего	14,28

Источники финансирования проекта

Предполагается, что проект может быть профинансирован из следующих источников:

- инвестиционные средства учредителей;
- безвозмездная ссуда со стороны федерального или местного бюджета;
- кредит коммерческих банков;
- безвозмездная ссуда из внебюджетных фондов.

Для каждого конкретного варианта финансирования проведены уточняющие расчеты.

Ежегодные издержки

Ежегодные издержки будут состоять из амортизационных отчислений на реновацию, эксплуатационных затрат, включающих затраты на ремонты, заработную плату работников с начислениями и прочие расходы, а также из административных расходов.

Амортизационные отчисления определены, исходя из стоимости основных фондов и норм амортизации в соответствии с Едиными нормами амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства, утвержденным Постановлением Совета Министров от 22.10.90 №1072 (по основным сооружениям – 1%, по оборудованию ГЭС – 2,2%).

Среднемесячная зарплата принята равной 1000 руб. в месяц, отчисления на социальное страхование в объеме 38,5% от фонда оплаты труда. Затраты на техническое обслуживание и ремонт составляют 50 тыс. руб. в год.

Тарифы на электроэнергию и объем реализации

Объем производства электроэнергии принят для среднегодового года в объеме 3,06 млн. кВт·ч в год при 4700 часов использования установленной мощности.

Расчеты проведены при различных тарифах. Расчет в текущих ценах основывался на двух вариантах тарифа 0,3 руб./кВт·ч и 0,6 руб./кВт·ч в каждый момент времени реализации проекта. При расчетах в прогнозных ценах предполагался плавный рост тарифа (табл. 12.5).

В расчетах предусматривалась отсрочка покупателям оплаты электроэнергии на 30 дней, что сказалось на увеличении оборотного капитала.

Таблица 12.15

Тариф на электроэнергию при расчетах в прогнозных ценах, цент/кВт·ч

Вариант Расчета	Годы							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 и да лее
1 вариант (пес- симистический)	0,7	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5
2 вариант (опти- мистический)	1	1,33	1,66	2	2,25	2,5	2,75	3

6. Показатели эффективности проекта

При разработке бизнес-плана было рассмотрено четыре варианта финансирования реконструкции и восстановления Андреевской МГЭС, наиболее экономически целесообразных и реально осуществимых в наших экономических условиях.

Вариант 1. Финансирование проекта осуществляется только за счет собственного капитала.

Вариант 2. Финансирование проекта осуществляется за счет собственных средств (50%) и безвозмездной ссуды, представляемой внебюджетным фондом (50%).

Вариант 3. Финансирование проекта осуществляется за счет собственных средств (50%) и коммерческого кредита (50%).

Вариант 4. Финансирование проекта осуществляется за счет собственных средств (25%), безвозмездной ссуды (50%) и коммерческого кредита (25%).

Расчеты были произведены в постоянных ценах и прогнозных ценах. Причем для каждого варианта были произведены расчеты пессимистического и оптимистического развития сценария реализации проекта, отличающиеся тарифом на электроэнергию, ставками дисконтирования и рефинансирования. Сценарии изменения тарифов, ставки дисконтирования и рефинансирования, используемые для расчетов различных вариантов, приведены в табл. 12.16.

Показатели эффективности реализации проекта при различных вариантах финансирования и сценарного развития приведены в табл. 12.7.

При расчетах показателей экономической эффективности реализации проекта в постоянных ценах были рассмотрены два уровня тарифов:

- пессимистический вариант – 0,3 руб./кВт·ч.;
- оптимистический вариант – 0,6 руб./кВт·ч

Анализ показывает, что при оптимистическом сценарии проект может быть реализован при всех 4-х рассмотренных вариантах финансирования. Проект является прибыльным, на что указывает положительное значение чистого дисконтированного дохода и внутренняя норма доходности, изменяющаяся от 12% до 18% и превышающая ставку сравнения 10%.

В пессимистическом варианте, при объеме кредита в 25% необходимых инвестиций, проект является убыточным ($NPV < 0$). При использовании кредита в размере 50% инвестиций проект не может быть реализован, т.к. не обеспечивается возврат кредита.

Таблица 12.16

Сценарные условия для расчета коммерческой эффективности

Показатель	Расчеты в текущих ценах для вариантов развития		Расчеты в прогнозных ценах для вариантов развития (предполагается плавный рост тарифа)	
	Пессимистический	Оптимистический	Пессимистический	Оптимистический
Тариф, цент/кВт·ч. (руб./кВт·ч.)	1(0,3)	2(0,6)	2012 г. – 0,7 2016 г. – 1,5 2019 г. и далее – 2,5	2012 г. – 1 2013 г. – 2 2017 г. и далее – 3
Норма дисконта, %	10	10	25	25
Ставка рефинансирования ЦБ, %	10	10	25	25

При финансировании за счет собственных средств проект находится практически на грани рентабельности с IRR, равной 11%.

Расчеты в прогнозных ценах дают более высокие показатели эффективности, что связано с некоторым опережающим ростом тарифа по сравнению с инфляцией.

Ниже приводятся результаты расчетов в прогнозных ценах при различных вариантах финансирования.

Вариант 1. *Финансирование проекта за счет собственного капитала.* Необходимое финансирование (собственный капитал) в ценах 2018 года составляет 172340 тыс. руб.

Под собственным капиталом понимаются все виды средств, не подлежащие возврату. К ним относятся: собственные финансовые средства (взносы учредителей, прибыль, накопления, амортизационные отчисления и т.п.); субсидии и ассигнования из федерального или регионального бюджетов, представляемые на безвозмездной основе; инвестиции, представляемые в форме финансового участия в уставном капитале.

Результаты расчетов эффективности реализации проекта за счет собственного капитала приведены в табл. 12.18, из которой следует, что полученная норма доходности от 38% до 41% является приемлемой. Положительные значения чистого дисконтированного дохода показывают, что в этом варианте при норме дисконта, равной 25% проект является эффективным, так как реализуемость проекта подтверждена превышением IRR над ставкой сравнения.

Таблица 12.17

Показатели коммерческой эффективности проекта

Источники финансирования	Расчеты в текущих ценах. Ставка дисконтирования – 10% Ставка рефинансирования – 10%		Расчеты в прогнозных ценах. Ставка дисконтирования – 25% Ставка рефинансирования – 25%	
	Пессимистический	Оптимистический	Пессимистический	Оптимистический
Вариант	1	2	0,7-1,5-2,5	1-2-3
Тариф, цент/кВт.ч	1	2	0,7-1,5-2,5	1-2-3
Вариант 1 100% собств. средства	$IRR = 11\%$ $NPV = 1396$ т.руб. $PB = 13,2$ лет $PO = 27,7$ лет $PI = 8\%$	$IRR = 18\%$ $NPV = 23430$ т.руб. $PB = 8$ лет $PO = 12,5$ лет $PI = 136\%$	$IRR = 38\%$ $NPV = 55533$ т.руб. $PB = 5,8$ лет $PO = 10,6$ лет $PI = 318\%$	$IRR = 41\%$ $NPV = 74941$ т.руб. $PB = 5,1$ лет $PO = 8,9$ лет $PI = 427\%$
Вариант 2 50% собств. средства 50% Ссуда	$IRR = 11\%$ $IRR_{cc} = 16\%$ $NPV = 1396$ т.руб. $PB = 13,1$ лет $PO = 27,7$ лет $PBP_{cc} = 8,6$ лет $PI = 8\%$	$IRR = 18\%$ $IRR_{cc} = 27\%$ $NPV = 23430$ т.руб. $PB = 8$ лет $PO = 12,5$ лет $PBP_{cc} = 4,7$ лет $PI = 136\%$	$IRR = 38\%$ $IRR_{cc} = 48\%$ $NPV = 55533$ т.руб. $PB = 5,8$ лет $PO = 10,6$ лет $PBP_{cc} = 4,3$ лет $PI = 318\%$	$IRR = 41\%$ $IRR_{cc} = 53\%$ $NPV = 74941$ т.руб. $PB = 5,1$ лет $PO = 8,9$ лет $PBP_{cc} = 3,7$ лет $PI = 427\%$
Вариант 3 50% собств. средства 50% кредит	Проект не состоятелен	$IRR = 12\%$ $IRR_{cc} = 12\%$ $NPV = 4154$ т.руб. $PB = 11,1$ лет $PO = 23,1$ лет $PI = 24\%$	$IRR = 30\%$ $IRR_{cc} = 32\%$ $NPV = 15830$ т.руб. $PB = 7$ лет $PO = 18,3$ лет $PI = 91\%$	$IRR = 34\%$ $IRR_{cc} = 36\%$ $NPV = 33147$ т.руб. $PB = 6,2$ лет $PO = 13,8$ лет $PI = 189\%$
Вариант 4 25% собств. средства 50% ссуда 25% кредит	$IRR = 6\%$ $IRR_{cc} = 10\%$ $NPV = -8014$ т.руб. $PB = 19,8$ лет $PO = -$ $PBP_{cc} = 15,5$ лет $PI = -47\%$	$IRR = 15\%$ $IRR_{cc} = 25\%$ $NPV = 12862$ т.руб. $PB = 9,6$ лет $PO = 16,5$ лет $PBP_{cc} = 6,3$ лет $PI = 75\%$	$IRR = 34\%$ $IRR_{cc} = 45\%$ $NPV = 34177$ т.руб. $PB = 6,9$ лет $PO = 13,9$ лет $PBP_{cc} = 6,2$ лет $PI = 196\%$	$IRR = 37\%$ $IRR_{cc} = 51\%$ $NPV = 52434$ т.руб. $PB = 6$ лет $PO = 11,2$ лет $PBP_{cc} = 5,2$ лет $PI = 299\%$

Таблица 12.18

*Показатели коммерческой эффективности проекта при
финансировании за счет собственного капитала*

Показатель	Ед. изм.	Пессимистиче- ский вариант	Оптимистиче- ский вариант
Внутренняя норма доходности	%	38	41
Чистый дисконтированный доход	тыс. руб	55533	74941
Индекс доходности	%	318	427
Простой срок окупаемости	лет	5,8	5,1
Дисконтированный срок окупаемо- сти	лет	10,6	8,9

Вариант 2. Финансирование проекта за счет собственного капитала (50%) и безвозмездной ссуды (50%). Необходимое финансирование в ценах 2000 г. составляет:

- учредительный капитал – 8617 тыс. руб.;
- безвозмездная ссуда – 8617 тыс. руб.

Предполагается получение ссуды из внебюджетного фонда, предоставляемой на безвозвратной основе.

Показатели эффективности проекта при этом варианте приведены в табл. 12.19.

В этом варианте показатели коммерческой эффективности для инвестиционных затрат такие же, как в варианте 1, но внутренняя норма доходности для собственных средств повышается с 38% до 48% в пессимистическом варианте, а в оптимистическом – с 41% до 53%.

С финансовой точки зрения проект является состоятельным, так как в каждый расчетный период величина накопленных денежных средств неотрицательна.

Анализ финансовых показателей проекта показывает, что рентабельность инвестированного и уставного капиталов постепенно возрастает до 9 года, а затем стабилизируется на уровне 21%, что объясняется ростом тарифа при расчетах в первые 8 лет, а затем его стабилизацией на уровне 2,5 цента/кВт·ч. В целом, уровень рентабельности инвестированного капитала можно считать недостаточным, поскольку он не превышает 23%, что меньше кредитной ставки (25%), показатель рентабельности уставного капитала достигает 27%, но и этот показатель можно считать недостаточно высоким. Отношение себестоимости к выручке от реализации постепенно снижается от 43% до 7% к концу

расчетного срока, что объясняется повышением доли внереализационных доходов в валовой выручке, связанных с рефинансированием свободных денежных средств. Коэффициент оборачиваемости инвестированного капитала не превышает 0,13, а уставного капитала – не выше 0,18. Это объясняется большой капиталоемкостью гидроэнергетических объектов. Уровень коэффициентов общей и мгновенной ликвидности характеризуют стабильность бизнеса и отсутствие проблем с выполнением краткосрочных обязательств. Коэффициент общей платежеспособности предприятия возрастает с 50% до 100% к концу расчетного срока за счет возрастания: доли собственных средств.

Таблица 12.19

Показатели коммерческой эффективности проекта при финансировании за счет собственного капитала (50%) и безвозмездной ссуды (50%)

Показатель	Ед. изм.	Пессимистический вариант	Оптимистический вариант
Внутренняя норма доходности	%	38	41
Внутренняя норма доходности для собственных средств	%	48	53
Чистый дисконтированный доход	тыс. руб.	55533	74941
Индекс доходности	%	318	427
Простой срок окупаемости	лет	5,8	5,1
Простой срок окупаемости собственных средств	лет	4,3	3,7
Дисконтированный срок окупаемости	лет	10,6	8,9

Вариант 3. Финансирование проекта за счет собственного капитала (50%) и кредита (50%).

Необходимое финансирование в ценах 2018 г. составляет:

- учредительный капитал – 86170 тыс. руб.;
- коммерческий кредит – 86170 тыс. руб.

В условиях кредитования предполагается процентная ставка, равная 25% годовых. При пессимистическом сценарном варианте развития кредит берётся на 11 лет. При этом максимальная задолженность по кредиту составляет 1421900 тыс. руб.

При оптимистическом варианте предполагается получение кредита на 9 лет (максимальная задолженность по кредиту 11072 тыс. руб.). Результаты расчетов приведены в табл. 12.20.

Таблица 12.20

Показатели коммерческой эффективности проекта при финансировании за счет собственного капитала (50%) и кредита (50%)

Показатель	Ед. изм.	Пессимистический вариант	Оптимистический вариант
Внутренняя норма доходности	%	30	34
Внутренняя норма доходности для собственных средств	%	32	36
Чистый дисконтированный доход	тыс. руб.	158300	331470
Индекс доходности	%	91	189
Простой срок окупаемости	лет	7	6,2
Дисконтированный срок окупаемости	лет	18,3	13,8

В этом варианте полученные показатели вполне приемлемы и проект может рекомендоваться для финансирования.

В табл. 12.21 приведены основные показатели проекта при реализации варианта 3 с использованием кредита в объеме 50% от необходимых инвестиций.

Вариант 4. Финансирование проекта за счет собственного капитала (25%), безвозмездной ссуды (50%) и кредита (25%).

Объем финансирования в ценах 2000 г. составляет:

- учредительный капитал – 4308,5 тыс. руб.
- безвозмездная ссуда – 8617 тыс. руб.
- коммерческий кредит – 4308,5 тыс. руб.

Условия кредитования:

- процентная ставка 25% годовых;
- при пессимистическом варианте развития кредит берется на 7 лет (максимальная задолженность по кредиту 13318 тыс. руб.);
- при оптимистическом варианте кредит берется на 5 лет (максимальная задолженность по кредиту 13010 тыс. руб.).

Результаты расчетов представлены в табл. 12.21.

Таблица 12.21

Показатели коммерческой эффективности проекта при финансировании за счет собственного капитала (25%), безвозмездной ссуды (50%) и кредита (25%)

Показатель	Ед. изм.	Пессимистиче-ский вариант	Оптимистиче-ский вариант
Внутренняя норма доходности	%	34	37
Внутренняя норма доходности для собственных средств	%	45	51
Чистый дисконтированный до-ход	тыс. руб.	34177	52434
Индекс доходности	%	196	299
Простой срок окупаемости	лет	6,9	6
Простой срок окупаемости соб-ственных средств	лет	6,2	5,2
Дисконтированный срок окупа-емости	лет	13,9	11,2

В этом варианте внутренняя норма доходности от 34% до 37% и положительные значения чистого дисконтированного дохода (от 43177 тыс. руб. до 52434 тыс. руб.) говорят о доходности проекта и возможности его реализации.

7. Анализ чувствительности

Учет фактора неопределенности выполнен с использованием метода анализа чувствительности основных показателей эффективности проекта к изменению различных внутренних и внешних параметров проекта (уровень выручки от реализации, уровень инвестиционных затрат, уровень операционных затрат, ставка сравнения).

Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ним затратах и результатах. Неопределенность, связанная с возможностью возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций и последствий, характеризуется понятием риска.

Проект считается устойчивым и эффективным, если во всех рассмотренных ситуациях интересы участников соблюдаются, а возможные неблагоприятные последствия устраняются за счет созданных запасов.

Анализ чувствительности был выполнен для варианта, рассчитанного в прогнозных ценах при пессимистическом уровне тарифа на

электроэнергию (2010г. – 0,75 цента/кВт·ч, 2013г. – 1,5 цента/кВт·ч, 2017г. и далее – 2,5 цента/кВт·ч) в случае финансирования за счет собственных средств (50%) и безвозмездной ссуды (50%).

При уменьшении выручки от реализации даже на 50% проект остается прибыльным, причем внутренняя норма доходности уменьшается с 38% до 30%, а срок окупаемости увеличивается с 5,8 лет до 8,3 лет.

Проект достаточно устойчив к уровню операционных затрат (заработная плата, отчисления на социальное страхование, эксплуатационные затраты). Так при увеличении операционных затрат в 2 раза *IRR* уменьшается всего с 38% до 37,3%, а *NPV* уменьшается с 55533 тыс. руб. до 53900 тыс. руб.

В случае увеличения постоянных инвестиционных затрат, что может быть связано с увеличением стоимости строительства или удорожанием оборудования МГЭС, показатели экономической эффективности плавно линейно уменьшаются. При увеличении объема инвестиций на 50% *IRR* уменьшается до 31%, *NPV* уменьшается до 27500 тыс. руб., а срок окупаемости увеличивается до 18 лет.

При увеличении ставки сравнения до 29% чистый дисконтированный доход уменьшается в 2 раза. При этом предельная ставка сравнения (при которой проект перестает быть доходным) равняется 38%.

При одновременном уменьшении выручки на 60% и увеличении объема инвестиций на 50%, проект перестает быть прибыльным (*NPV*=0).

В целом, проведенный анализ характеризует проект как эффективный, имеющий большой запас устойчивости.

8. Бюджетная эффективность

Под бюджетной эффективностью проекта понимается суммарный приток (отток) денежных средств, полученный бюджетом от реализации проекта реконструкции и восстановления Андреевской МГЭС.

Расчет бюджетной эффективности приведен в табл. 12.22.

В качестве притоков денежных средств с точки зрения местного бюджета рассматриваются прогнозируемые налоговые поступления от реализации проекта МГЭС. Доля налоговых поступлений в местный бюджет от общей суммы налоговых поступлений определена на основании налогового законодательства. За расчетный срок проекта 30 лет

величина налоговых поступлений в местный бюджет составит 60625 тыс. руб.

Таблица 12.22

Доходы бюджета

Бюджет	Доход, тыс. руб.
Региональный бюджет	60625
Федеральный бюджет	31855
Всего доходы бюджета	92480

Вложения из регионального бюджета на уровне 25% от объема инвестиций (4308 тыс. руб.) возвращаются в виде налогов в течение 11,5 лет.

12.3. Гидроаккумулирующая электростанция

Рассматривается финансово-экономическая оценка вариантов строительства гидроаккумулирующей станции с новыми компоновочными решениями. В качестве альтернативы рассматривается проект Загорской ГАЭС мощностью 1200 МВт.

Структура мощностей энергосистемы европейской части России представлена, в значительной части, тепловыми и атомными электростанциями. Ввод новых мощностей также будет осуществляться на маломаневренных электростанциях, что создает и будет усугублять в будущем проблемы при регулировании покрытия внутригодовой, недельной, суточной неравномерностей графиков нагрузки и обуславливать напряженный режим работы энергосистемы, особенно, в летний период.

Для оперативного регулирования необходим ввод маневренных мощностей. В Европейской части России экономический гидроэнергетический потенциал для строительства крупных и средних ГАЭС практически исчерпан, поэтому единственным выходом является сооружение ГАЭС, обладающих существенными преимуществами по сравнению с другими типами маневренных электростанций. Вырабатывая электроэнергию в часы большого электропотребления в энергосистеме и принимая электроэнергию для заряда в часы провалов в графике нагрузок, ГАЭС работают в регулировочном диапазоне двойной установленной мощности.

Ранее построенные в Европейской части ГАЭС на нескальных грунтах для средних напоров проектировались и строились в 80-е годы прошлого столетия и по своим конструктивным, техническим и экономическим характеристикам обосновывались в условиях существовавшей в то время системы плановой экономики. Опыт проектирования, строительства и эксплуатации этих ГАЭС выявил значительные конструктивные недостатки типовых схем, усложняющих и значительно удорожающих эксплуатацию ГАЭС.

В связи с изменившимися экономическими условиями, практикой эксплуатации, новыми прогрессивными технологическими решениями стал актуальным поиск новых путей и методов обоснования параметров, принципов функционирования и оценки эффективности гидроэнергетических объектов и, прежде всего, ГАЭС. В примере приведена оценка эффективности новых компоновочных решений, учтены дополнительные системные эффекты и использованы современные рыночные механизмы оценки эффективности. Одной из важных функций ГАЭС является оказание системных услуг (в частности, работа в режиме синхронного компенсатора), которые в настоящее время считаются бесплатными и никак не оцениваются. По зарубежным данным доля; оплаты этих услуг может составить порядка 50% от общей суммы доходов ГАЭС. Все эти факторы должны учитываться при технико-экономическом анализе обоснования объекта.

Новые компоновочные решения для средненапорных ГАЭС, предлагаемых к сооружению в Европейской части страны показаны на рис. 12.5.

Обоснование энерго-экономических показателей гидроэнергетических объектов в условиях рыночной экономики

Оценка эффективности строительства гидроэнергетических объектов выполнена с использованием официальной методики с помощью системы экономических показателей, отражающих соотношение суммарных денежных поступлений и затрат для рассматриваемого проекта за расчетный период. Жизненный цикл проектов в электроэнергетике, по рекомендациям РАО ЕЭС, принимается равным 25-30 лет для тепловых электростанций, 40-50 лет для гидроэлектростанций с шагом расчета один год. На начальных стадиях разработки проекта можно проводить расчеты в текущих ценах без учета инфляции. При оценке коммерческой эффективности проекта используются денежные потоки от инвестиционной и операционной (эксплуатационной) деятельности.

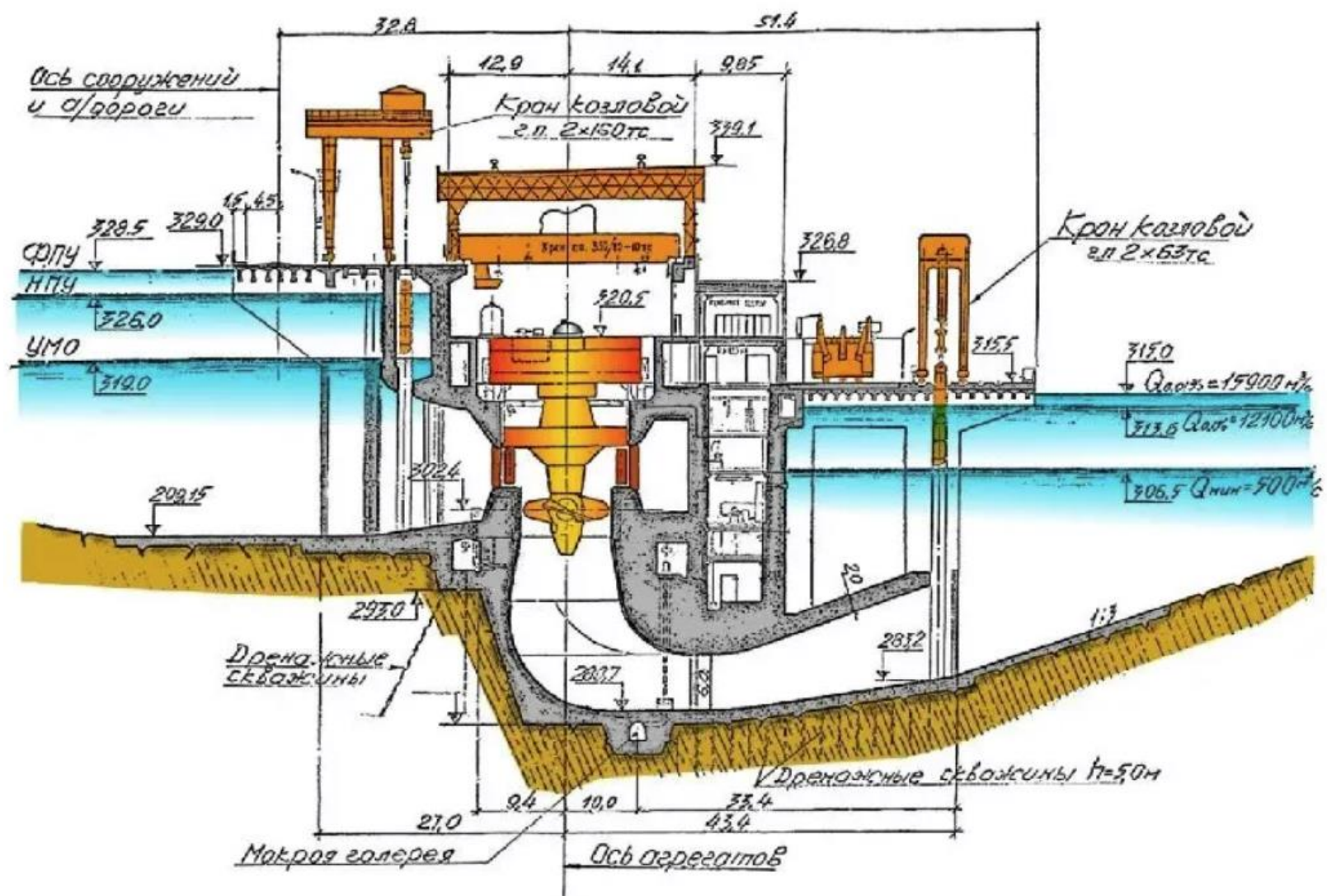


Рис. 12.5 Гидротурбинный блок ГАЭС (разрез)

Для выполнения расчетов по оценке эффективности сооружения ГАЭС использовался программный комплекс Альт-Инвест-Прим.

В зависимости от того, каким методом учитывается неопределенность условий реализации проекта при определении ожидаемого ЧДД, норма дисконта в расчетах эффективности может включать или не включать поправку на риск. Включение поправки на риск обычно производится, когда проект оценивается при единственном сценарии его реализации.

Норма дисконта, не включающая премии за риск (безрисковая норма дисконта), отражает доходность альтернативных безрисковых направлений инвестирования. Норма дисконта, включающая поправку на риск, отражает доходность альтернативных направлений инвестирования, характеризующихся тем же риском, что и инвестиции в оцениваемый проект.

Норму дисконта, не включающую поправки на риск (безрисковую норму дисконта), рекомендуется определять в следующем порядке. Безрисковая коммерческая норма дисконта, используемая для оценки коммерческой эффективности проекта в целом, может устанавливаться в соответствии с требованиями к минимально допустимой будущей доходности вкладываемых средств, определяемой в зависимости от депозитных ставок банков первой категории надежности (после исключения инфляции), а также (в перспективе) ставки LIBOR по годовым еврокредитам, освобожденной от инфляционной составляющей, практически 4-6% (LIBOR – London Interbank Offered Rate – годовая процентная ставка, принятая на Лондонском рынке банками первой категории для оплаты их взаимных кредитов в различных видах валют и на различные сроки). Для расчета нормы дисконта из среднегодовой величины указанной ставки следует вычесть годовой темп инфляции в соответствующей стране.

Безрисковая коммерческая норма дисконта, используемая для оценки эффективности участия предприятия в проекте, назначается инвестором самостоятельно. При этом рекомендуется ориентироваться на показатели, изложенные выше, а также на скорректированную на годовой темп инфляции рыночную ставку доходности по долгосрочным (не менее 2 лет) государственным облигациям (этот показатель целесообразно использовать в условиях достаточно конкурентного и близкого к равновесию рынка долгосрочных государственных облигаций).

В величине поправки на риск в общем случае учитывается три типа рисков, связанных с реализацией инвестиционного проекта:

- страновой риск;
- риск ненадежности участников проекта;
- риск неполучения предусмотренных проектом доходов.

Величина поправки на страновой риск оценивается экспертно. Для России страновой риск определяется по отношению к безрисковой, безинфляционной норме дисконта и может превышать ее в несколько (2,3 и более) раз. При этом размер поправки на страновой риск снижается в условиях предоставления проекту федеральной (и в меньшей степени региональной) поддержки.

Риск ненадежности участников проекта обычно усматривается в возможности непредвиденного прекращения реализации проекта, обусловленного:

- нецелевым расходом средств, предназначенных для инвестирования в данный проект или для создания финансовых резервов, необходимых для реализации проекта;
- финансовой неустойчивостью фирмы, реализующей проект (недостаточное обеспечение оборота собственными оборотными средствами, недостаточное покрытие краткосрочной задолженности оборотом, отсутствие достаточных активов для имущественного обеспечения кредитов и т.п.);
- недобросовестностью, неплатежеспособностью, юридической недееспособностью других участников проекта (например, строительных организаций, поставщиков сырья или потребителей продукции), их ликвидацией или банкротством. Этот риск наиболее существенен по отношению к малым предприятиям.

Размер премии за риск ненадежности участников проекта определяется экспертно каждым конкретным участником проекта с учетом его функций, обязательств перед другими участниками и обязательств других участников перед ним. Обычно поправка на этот вид риска не превышает 5%, однако ее величина существенно зависит от того, насколько детально проработан организационно-экономический механизм реализации проекта, насколько учтены в нем опасения участников проекта. В частности, размер поправки уменьшается, если один из участников предоставляет другому имущественные гарантии выполнения своих обязательств; увеличивается, если независимо от характера

проекта, данный участник не располагает проверенной информацией о платежеспособности и надежности других участников проекта, которые должны оплачивать производимые им работы (продукцию, услуги) или совместно участвовать в финансировании проекта.

Риск неполучения предусмотренных проектом доходов обусловлен прежде всего техническими, технологическими и организационными решениями проекта, а также случайными колебаниями объемов производства и цен на продукцию и ресурсы. Поправка на этот вид риска определяется с учетом технической реализуемости и обоснованности проекта, детальности проработки проектных решений, наличия необходимого научного и опытно-конструкторского задела и представительности маркетинговых исследований.

Размер поправок рекомендуется ориентировочно определять в соответствии с табл. 12.22. Поправки на риск в отдельных отраслях могут отличаться от приведенных в этой таблице.

Таблица 12.22

Ориентировочная величина поправок на риск неполучения предусмотренных проектом доходов

Величина риска	Пример цели проекта	Величина поправки на риск, %
Низкий	Вложения в развитие производства на базе освоенной техники	3–5
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции	8–10
Высокий	Производство и продвижение на рынок нового продукта	13–15
Очень высокий	Вложения в исследования и инновации	18–20

Риск неполучения предусмотренных проектом доходов снижается:

- при получении дополнительной информации о реализуемости и эффективности новой технологии, о запасах полезных ископаемых и т.п.;
- при наличии представительных маркетинговых исследований, подтверждающих умеренно пессимистический характер принятых в проекте объемов спроса и цен и их сезонную динамику;
- в случае, когда в проектной документации содержится проект организации производства на стадии его освоения.

Расчеты эффективности могут выполняться в текущих или в прогнозных ценах. На начальных стадиях разработки проекта можно проводить расчеты в текущих ценах. Для выполнения расчетов использовался программный комплекс Альт-Инвест Прим, соответствующий требованиям официальной методики.

Капитальные затраты

Компоновка ГАЭС шахтного типа реализована для условий (Загорской ГАЭС и проведено экономическое сравнение ее с традиционной компоновкой. Сопоставление физических объемов работ рассматриваемых вариантов приведено в табл. 12.23. При этом для Загорской ГАЭС даны проектные объемы работ, а для предлагаемого варианта ГАЭС шахтного типа произведена их корректировка, осуществленная на основе моделирования основных сооружений ГАЭС для обоих вариантов. При этом верхний и нижний бассейны ГАЭС в обоих вариантах приняты одинаковыми.

Таблица 12.23

Объемы работ на строительство ГАЭС

Виды работ	Загорская ГАЭС	ГАЭС шахтного типа
Выемка грунта, м ³	23 500 000	21 000 000
Насыпь грунта и укладка фильтров, м ³	25 100 000	25 100 000
Укладка бетона и железобетона, м ³	704 000	735 000
Монтаж металлоконструкций и механизмов, т	44 000	15 000

Объем необходимых инвестиций рассчитан с использованием укрупненных показателей стоимости для обосновывающих материалов строительства ГЭС и ГАЭС (УПС ГЭС-84) с пересчетом в цены 2005 года. Индекс к полной стоимости СМР по производственным зданиям и сооружениям на август 2015 г. к ценам 2004 г. составляет для Московской области – 77,8.

Стоимость основных объектов строительства Загорской ГАЭС, включенных в главу 2 сводного сметного расчета, определена на основе подсчитанных объемов работ (табл. 12.23) и укрупненных показателей стоимости.

Стоимость механического оборудования Загорской ГАЭС (при средней стоимости 1000 руб/т) составит:

$$K_{\text{мех.об}} = 44000 \cdot 1000 = 44000 \text{ тыс. руб}$$

Стоимость гидросилового и электротехнического оборудования Загорской ГАЭС (при удельной стоимости 23 руб/кВт и с учетом повышающего коэффициента для ГАЭС – 1,15) составит:

$$K_{\text{об}} = 1,15 \cdot 1200000 \cdot 23 = 31740 \text{ тыс. руб}$$

Стоимость монтажа оборудования, составляющая 12% от его стоимости, равна:

$$K_{\text{м.р}} = 0,12 \cdot (44000 + 31740) = 9089 \text{ тыс. руб.}$$

Сметная стоимость строительно-монтажных работ по основным сооружениям (табл. 12.24) с учетом накладных расходов (16%) и сметной прибыли (8%) составит:

$$K_{\text{смп}} = [(4,23 + 5,302 + 23,091 + 10,912) \cdot 1,16 + 9,089 \cdot 1,16] \cdot 1,08 = 65,93 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 12.24

*Сметный расчёт стоимости
основных сооружений Загорской ГАЭС*

№	№ расценки сборника УПС	Наименование работ и затрат	Ед. измер.	Кол-во ед. изм.	Стоимость	
					ед. изм. руб.	Общая тыс. руб.
1	1-2	Выемка грунта	м ³	2350000 0	0,18	4230
2	3-2	Устройство насыпи и фильтров	м ³	2510000 0	0,22	5302
3	5-3	Укладка бетона и железобетона (стоимость бетона 20,9 руб/м ³)	м ³	704000	32,8	23091
4	5-4	Установка арматуры (50 кг на 1 м ³ бетона)	т	35200	310	10912

Стоимость объектов работ и затрат по 1 и 3÷12 главам сводного сметного расчета определена в % от суммарной стоимости СМР по главе 2 по нормативам для Европейской части страны.

$$\alpha = (0,05 + 0,02 + 0,01 + 0,04 + 0,01 + 0,01 + 0,16 + 0,11 + 0,006 + 0,001 + 0,9) = 0,507$$

Общая сметная стоимость составит:

$$K_3 = 65,93 (1 + 0,507) + (44 + 31,74) = 179,25 \text{ млн. руб.}$$

Эта стоимость меньше, чем оцененная в техническом проекте Загорской ГАЭС (1978 г.) в объеме 217,3 млн. руб. (капиталовложения на энергетику 188,9 млн. руб.), поскольку не учтены затраты на подготовку водохранилищ, зимнее удорожание, временные поселки, ЛЭП и другие. Аналогично оценивалась стоимость строительства ГАЭС шахтного типа (табл. 12.25).

Стоимость механического оборудования ГАЭС шахтного типа составляет:

$$K_{\text{мех.об}} = 15000 \cdot 1000 = 15000 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость гидросилового и электротехнического оборудования в варианте ГАЭС шахтного типа принята на 10% меньше чем в варианте Загорской ГАЭС:

$$K_{\text{об.}} = 31740 \cdot 0,9 = 28566 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 12.25

*Сметный расчет стоимости основных сооружений варианта
ГАЭС шахтного типа*

№	№ расценки сборника УПС	Наименование работ и затрат	Ед. измер.	Кол-во ед. изм.	Стоимость	
					ед. изм. руб.	Общая тыс. руб.
1	1-2	Выемка грунта	м ³	21 000000	0,18	3780
2	3-2	Устройство насыпи и фильтров	м ³	25 100 000	0,22	5302
3	5-3	Укладка бетона и железобетона	м ³	735 000	32,8	24108
4	5-4	Установка арматуры (50 кг на 1 м ³ бетона)	т	36 750	310	11393

Стоимость монтажа оборудования:

$$K_{м.р} = 0,12 \cdot (15000 + 28566) = 5228 \text{ тыс. руб.}$$

Сметная стоимость строительно-монтажных работ по основным вооружениям с учетом накладных расходов и сметной прибыли составляет:

$$K_{смп} = [(3,780 + 5,302 + 24,108 + 11,393)1,16 + 5,2281,16]1,08 \\ = 62,41 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость объектов работ и затрат сводного сметного расчета определена также по укрупненным нормативам. Общая сметная стоимость варианта ГАЭС шахтного типа составляет:

$$K_{ст} = 62,41(1 + 0,507) + (15,000 + 28,566) = 137,61 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, стоимость варианта Загорской ГАЭС в ценах 2015 года составит: $179,25 \cdot 77,8 = 13,946$ млрд.руб., а варианта ГАЭС шахтного типа: $137,61 \cdot 77,8 = 10,706$ млрд.руб.

Оценка эффективности инвестиций

Для варианта Загорской ГАЭС принята следующая схема финансирования и пуска агрегатов: строительно-монтажные работы ведутся в течение 11 лет, при этом первый агрегат запускается через 5 лет и далее каждый год вводится в эксплуатацию очередной блок мощностью 200 МВт.

Для варианта ГАЭС шахтного типа строительно-монтажные работы ведутся в течение 7 лет, при этом через 4 года пускаются 2 блока 200 МВт и затем каждый год вводятся по 2 блока. В соответствии с рекомендациями РАО ЕЭС рассматривался пятидесятилетний расчетный период с интервалом планирования 1 год.

Поскольку вариант Г АЭС шахтного типа дешевле варианта Загорской ГАЭС и может быть осуществлен в более короткие сроки, то далее основная экономическая оценка эффективности инвестиций в строительство ГАЭС производилась для варианта ГАЭС шахтного типа с использованием энергетических показателей Загорской ГАЭС. Годовая выработка энергии в турбинном режиме составляет 1,2 млрд. кВт·ч, а потребление энергии в насосном режиме – 1,644 млрд. кВт·ч, т.е. КПД гидроаккумулирования равен 0,73.

При проведении экономической оценки анализировалось влияние на показатели эффективности тарифов на электроэнергию, соотношения тарифов в турбинном и насосном режимах и ставки дисконтирования. Рассмотрены 4 уровня тарифа на электроэнергию, вырабатываемую в турбинном режиме: 1 руб.(у.е.)/кВт·ч; 1,3 руб./кВт·ч; 1,7 руб./кВт·ч и 2,1 руб./кВт·ч. Тариф на потребляемую электроэнергию в насосном режиме принят из соотношения 1: 4, 1:5, 1:6 и 1:7. Прямые материальные затраты для рассмотренных вариантов, связанные с потреблением энергии в насосном режиме и учитывающие КПД гидроаккумуляирования, приведены в табл. 12.26.

Численность постоянного производственного персонала принята равной 100 чел., переменного производственного персонала (зависящий от количества работающих блоков) – 100 чел. Численность персонала определена путем корректировки штатных коэффициентов для ГЭС, рекомендованных в 70-х годах Гидропроектом (для ГЭС мощностью 1200 мВт общий персонал – 0,31 чел./МВт, эксплуатационный персонал – 0,11 чел./МВт), в сторону снижения. Среднемесячная заработная плата – 5 тыс. руб. на человека. Эксплуатационные затраты на ремонт и другие нужды определены в размере 12% от амортизационных отчислений. Норма ежегодных амортизационных отчислений принята равной 2%.

При определении потребности в чистом оборотном капитале средний период оплаты дебиторской задолженности – 30 дней, средний период оплаты налогов – 30 дней, выплаты зарплаты – 15 дней. В расчете учтен налог на имущество – 2%, налог на прибыль – 24%, отчисления в единый социальный налог – 26% от затрат на оплату труда персонала. Финансирование проекта осуществляется за счет бюджетных средств.

Таблица 12.26

Прямые затраты при работе ГАЭС в насосном режиме

Соотношение тарифов в НР и ТР	Показатели	Ед. изм.	Тариф на электроэнергию в ТР, руб.(у.е.)/кВт·ч			
			1,0	1,3	1,7	2,1
1:4	Тариф на потребляемую электроэнергию в НР	руб./кВт·ч	0,25	0,32	0,42	0,52
	Прямые затраты на 1 кВт·ч с учётом КПД ГАЭС	руб./кВт·ч	0,34	0,44	0,57	0,71
1:5	Тариф на потребляемую электроэнергию в НР	руб./кВт·ч	0,2	0,26	0,34	0,42
	Прямые затраты на 1 кВт·ч с учётом КПД ГАЭС	руб./кВт·ч	0,27	0,36	0,47	0,57

1:6	Тариф на потребляемую электроэнергию в НР	руб./кВт·ч	0,17	0,22	0,28	0,35
	Прямые затраты на 1 кВт·ч с учётом КПД ГАЭС	руб./кВт·ч	0,23	0,3	0,39	0,48
1:7	Тариф на потребляемую электроэнергию в НР	руб./кВт·ч	0,14	0,19	0,24	0,3
	Прямые затраты на 1 кВт·ч с учётом КПД ГАЭС	руб./кВт·ч	0,2	0,25	0,33	0,41

Оценка эффективности инвестиционного проекта ГАЭС выполнена без учета инфляции для безрисковой нормы дисконтирования, равной 4%. Укрупненная оценка устойчивости инвестиционного проекта в целом учитывала поправку на риск для нормы дисконта. Поскольку строительство энергетических объектов обычно поддерживается региональными и федеральными органами власти, страновой риск не учитывался. Поправки на риск из-за ненадежности участников и неполучения запланированных доходов оценены по 3%. Таким образом, ставка дисконтирования, учитывающая поправки на риск, принята равной 10%. Результаты оценки для безрисковой ставки дисконтирования и с учетом поправки на риск приведены в табл. 12.27

Таблица 12.27

Результаты оценки эффективности проекта ГАЭС шахтного типа при различных тарифах на электроэнергию, нормах дисконта и соотношениях тарифов в турбинном и насосном режимах

$E=4\%$

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:4	1,0	-144	27	>50	3,9
	1,3	3151	21,2	31,4	5,8
	1,7	7556	16,9	21,5	8,2
	2,1	11796	14,4	17,2	10,3

E = 10%

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:4	1,0	-4352	27	>50	3,9
	1,3	-3088	21,2	>50	5,8
	1,7	-1398	16,9	>50	8,2
	2,1	229	14,4	39	10,3

E = 4%

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:5	1,0	1038	24,5	42,1	4,6
	1,3	4464	19,6	27,4	6,5
	1,7	9197	15,8	19,5	9,0
	2,1	14094	13,4	15,6	11,4

E = 10%

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:5	1,0	-3895	24,5	>50	4,6
	1,3	-2580	19,6	> 50	6,5
	1,7	-763	15,8	>50	9,0
	2,1	1117	13,4	26,1	11,4

E = 4%

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:6	1,0	1694	23,3	37,9	5,0
	1,3	5449	18,6	25,1	7,1
	1,7	10510	15,0	18,2	9,7
	2,1	15571	12,9	14,8	12,2

E= 10%

Соотношение тарифов R НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:6	1,0	-3641	23,3	>50	5,0
	1,3	-2199	18,6	>50	7,1
	1,7	-255	15,0	>50	9,7
	2,1	1689	12,9	22,6	12,2

E=4%

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:7	1,0	2187	22,5	35,3	5,3
	1,3	6270	17,9	23,5	7,5
	1,7	11495	14,5	17,4	10,2
	2,1	16720	12,5	14,3	12,7

E=10%

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1 :7	1,0	-3450	22,5	>50	5,3
	1,3	-1881	17,9	>50	7,5
	1,7	126	14,5	42,8	10,2
	2,1	2134	12,5	20,7	12,7

На рис. 12.6-12.9 показаны зависимости основных показателей эффективности (ЧДД, ВНД, простого и дисконтированного срока окупаемости) от тарифа на электроэнергию при нормах дисконта 4% и 10% и различных соотношениях тарифов в турбинном и насосном режимах. Расчеты показывают, что при норме дисконта $E=4\%$ проект ГАЭС эффективен во всех случаях за исключением варианта при тарифе 1 руб./кВт·ч и соотношении тарифов 1:4. При $E=10\%$ вариант ГАЭС становится эффективным лишь при тарифе 2,1 руб./кВт·ч, а при соотношении тарифов в турбинном и насосном режиме 1:7 эффективность проекта обеспечивается и при тарифе 1,7 руб./кВт·ч. В целом увеличение тарифа с 1 руб./кВт·ч до 2,1 руб./кВт·ч для всех соотношений тарифов приводит к снижению простого срока окупаемости на 10 – 12 лет. Дисконтированный срок окупаемости при тарифах 1ч÷1,7

руб./кВт·ч превышает 40 – 50 лет. В наиболее привлекательном варианте при тарифах 2,1 руб./кВт·ч и соотношении тарифов 1:7 простой срок окупаемости равен 12,5 лет, дисконтированный – 20,7 лет, а ВНД – 12,7%.

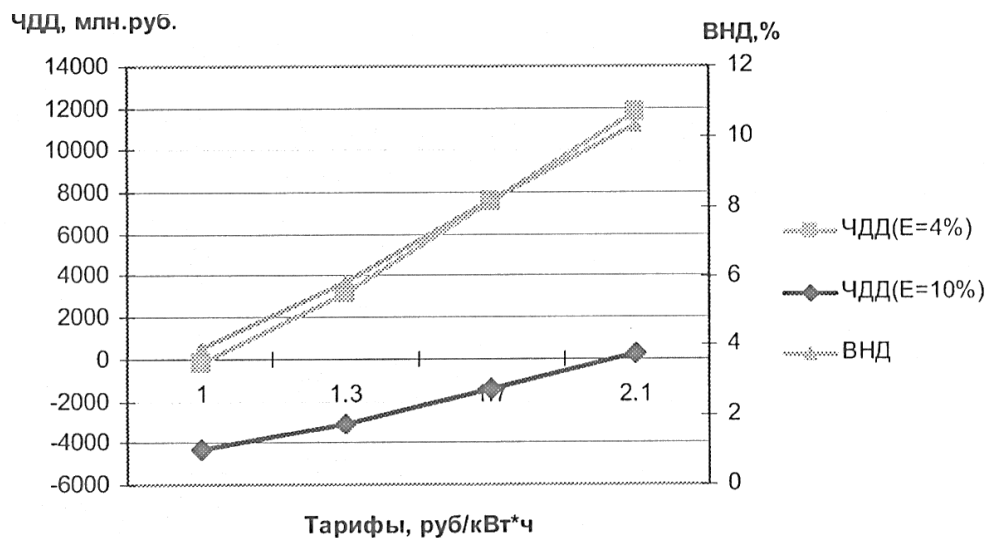


Рис. 12.6. Зависимость ЧДД и ВНД от тарифов на электроэнергию при $E=4\%$ и $E=10\%$ ($T_H/T_T=1:4$)

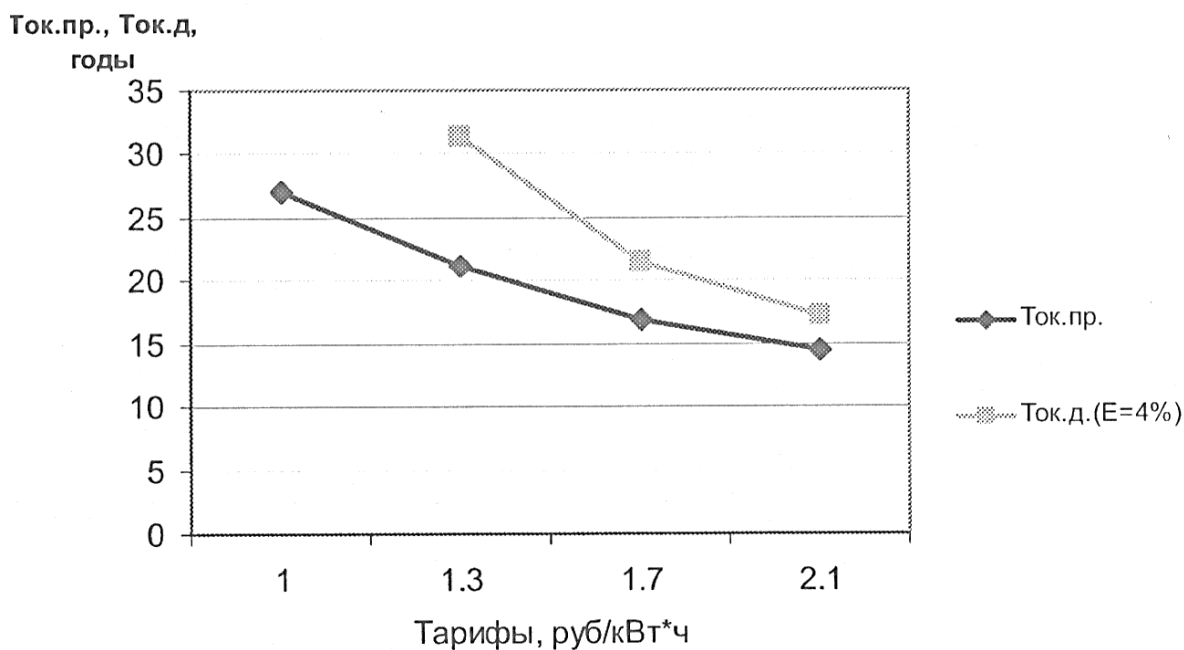


Рис. 12.7. Зависимость простого и дисконтированного сроков окупаемости от тарифов на электроэнергию при $E=4\%$ и $E=10\%$ ($T_H/T_T=1:4$)

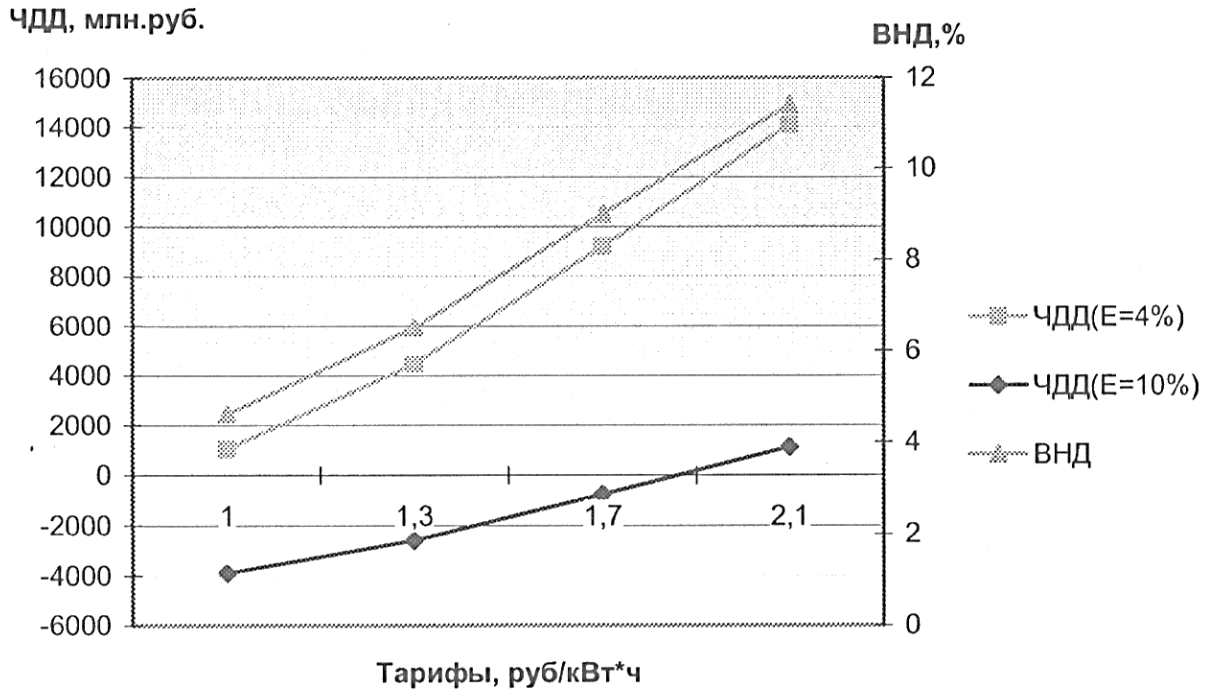


Рис. 12.8. Зависимость ЧДД и ВНД от тарифов на электроэнергию при $E=4\%$ и $E=10\%$ ($T_H/T_T = 1:5$)

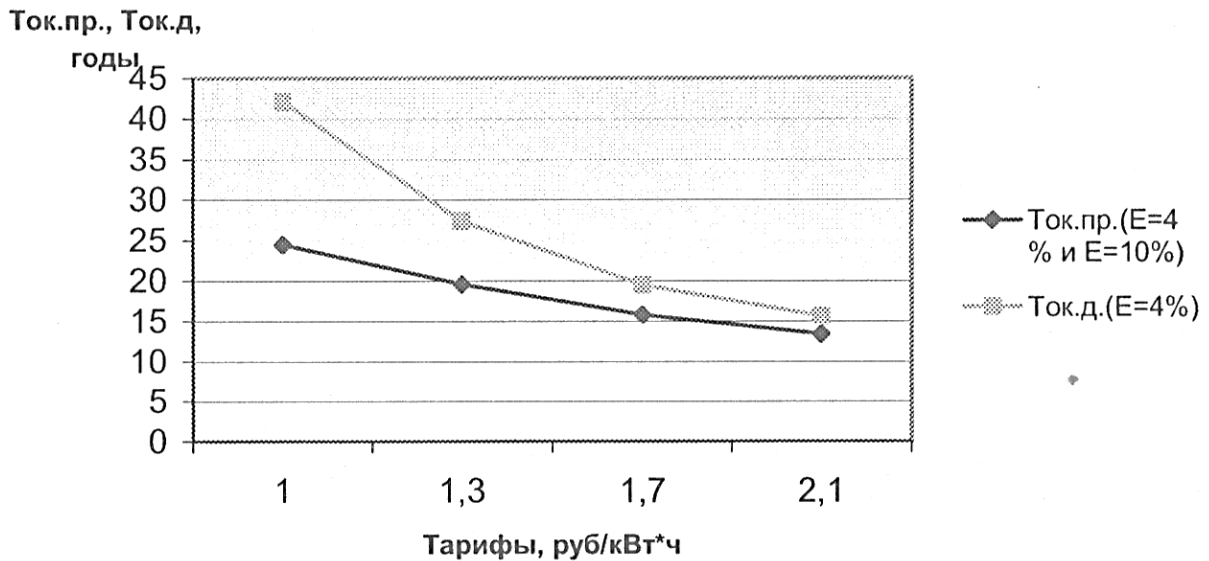


Рис. 12.9. Зависимость простого и дисконтированного сроков окупаемости от тарифов на электроэнергию при $E=4\%$ и $E=10\%$ ($T_H: T_m = 1:5$)

Дополнительно произведена оценка эффективности ГАЭС, учитывая ее работу в режиме синхронного компенсатора. В этом случае системные услуги рассматривались как второй вид продукции, позволяющий увеличить ее выручку на 50% без дополнительных ма-

териальных затрат. Результаты расчета, учитывающие дополнительные системные эффекты, при соотношении тарифов на электроэнергию в турбинном и насосном режимах 1:7, приведены в табл. 12.28.

Таблица 12.28

Результаты оценки эффективности проекта ГАЭС шахтного типа с учетом работы в режиме синхронного компенсатора

E=4%

Соотношение тарифов в НРиТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:7	1,0	8029	16,5	20,9	8,4
	1,3	16895	12,5	14,2	12,8
	1,7	25389	10,6	11,05	16,8
	2,1	33883	9,4	10,0	20,6

E=10%

Соотношение тарифов в НР и ТР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:7	1,0	-1208	16,5	>50	8,4
	1,3	2206	12,5	20,4	12,8
	1,7	5471	10,6	14,0	16,8
	2,1	8736	9,4	11,4	20,6

Учет дополнительных системных услуг существенно повышает эффективность ГАЭС. Простой срок окупаемости сокращается в зависимости от тарифа на 3-6 лет, ВНД возрастает на 3-7,9%. При безрисковой норме дисконта (E=4%) ЧДД для всех тарифов увеличивается в 2-3 раза, дисконтированный срок окупаемости сокращается на 4,3 – 14,4 года. При учете риска (E=10%) в этом случае неэффективным оказывается лишь вариант при тарифе на электроэнергию 1 руб./кВт·ч, а при тарифе 2.1 руб./кВт·ч проект становится достаточно доходным и устойчивым, т.к. ВНД превышает 20%.

Таблица 12.29

Результаты оценки эффективности проекта Загорской ГАЭС с учетом работы в режиме синхронного компенсатора

E=4%

Соотношение тарифов в Т и НР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:7	1,0	6015	21,0	28,0	6,7
	1,3	11885	17,4	20,9	9,1
	1,7	19515	14,8	16,7	11,9
	2,1	27143	13,3	14,4	14,6

E=10%

Соотношение тарифов в Т и НР	Тариф в ТР	ЧДД, млн. руб.	Срок окупаемости, лет		ВНД, %
			простой	дисконтированный	
1:7	1,0	-2823	21,0	>50	6,7
	1,3	-796	17,4	>50	9,1
	1,7	1839	14,8	24,9	11,9
	2,1	4473	13,3	18,2	14,6

Анализ результатов расчета показывает, что вариант Загорской ГАЭС оказывается эффективным в этом случае при ставке дисконтирования 4% для всего рассмотренного диапазона тарифов 1,0-2,1 руб./кВт·ч, при ставке дисконтирования 10% он эффективен при тарифах 1,7 и 2,1 руб./кВт·ч. В целом сопоставление результатов расчетов оценки эффективности вариантов ГАЭС шахтного типа и Загорской ГАЭС (табл. 12.28 и 12.29) показывает, что первый вариант является предпочтительнее. При ставке дисконтирования 4% он имеет на 20–30% выше ЧДД, на 4 – 4,5 года меньше простой срок окупаемости, на 4,5 – 8 лет меньше дисконтированный срок окупаемости, на 1,7 – 6,2% выше ВНД. При ставке дисконтирования 10% он эффективнее в большем диапазоне тарифов. Для тарифов 1,7 и 2,1 руб./кВт·ч в варианте ГАЭС шахтного типа ЧДД в 2÷3 раза выше чем для Загорской ГАЭС и на 7 – 10 лет меньше дисконтированный срок окупаемости.

Учет дополнительных системных услуг существенно повышает эффективность ГАЭС. Простой срок окупаемости сокращается в зависимости от тарифа на 3-6 лет, ВНД возрастает на 3-7,9%. При безрисковой норме дисконта (E=4%) ЧДД для всех тарифов увеличивается в

2-3 раза, дисконтированный срок окупаемости сокращается на 4,3-14,4 года. При учете риска ($E=10\%$) в этом случае неэффективным оказывается лишь вариант при тарифе на электроэнергию 1 руб./кВт·ч, а при тарифе 2.1 руб./кВт·ч проект становится достаточно доходным и устойчивым, т.к. ВНД превышает 20%.

Оценка эффективности инвестиций, проведенная с использованием программы Альт-Инвест Прим, показала, что вариант ГАЭС шахтного типа является предпочтительнее типовой схемы ГАЭС, предложенной Гидропроектом и реализованной на Загорской ГАЭС. Вариант ГАЭС шахтного типа эффективнее типового проекта ГАЭС в большем диапазоне тарифов и имеет более высокие показатели ЧДД, ВНД и меньшие сроки окупаемости.

Выполненные исследования показали, что предлагаемые технические решения по сооружению и монтажу средненапорной ГАЭС на мягких грунтах в Европейской части России действительно позволяют ускорить возведение и повысить эффективность проекта ГАЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возросший в последние годы интерес к энергетике является отражением ее экономической, социальной и экологической значимости для общества. Современный период развития характеризуется обострением проблем в энергетике, вызванных кризисом в экономике, а также появлением сложных экологических проблем.

Анализ показывает, что ни один из известных на сегодня источников энергии не в состоянии в будущем полностью взять на себя удовлетворение растущих потребностей человечества в энергии. В то же время необходимость экономии традиционных топливно-энергетических ресурсов становится важнейшим условием успешного устойчивого социально-экономического развития. Повышение роли возобновляемых источников энергии обусловлено их долгосрочными экологическими преимуществами.

Системы производства энергии являются результатом многолетнего технического развития, их изменение требует времени. Следовательно, важно планировать будущую энергетику в долгосрочной энергетической политике. Одной из важнейших составляющих такой политики должно стать более широкое развитие возобновляемых источников энергии. Устойчивое развитие общества неразрывно связано с увеличением доли использования экологически чистых возобновляемых источников энергии.

Во многом энергетическая безопасность формируется на региональном уровне. Степень обеспеченности регионов собственными топливно-энергетическими ресурсами является одним из основных показателей восприимчивости регионов к угрозам энергетической безопасности. Освоение и использование местных энергетических ресурсов (небольших месторождений углеводородного топлива, торфа и др.), а также использование известных возобновляемых энергетических ресурсов (гидроэнергетических, ветроэнергетических, гелиоэнергетических, геотермальных, биоэнергетических), могут позволить перевести на энергообеспечение за счет ВИЭ многие регионы страны, обеспечив их энергетическую независимость.

Россия обладает богатейшими возобновляемыми энергетическими ресурсами, экономический потенциал которых оценивается в 270 млн. т у.т. По всем видам оборудования для установок НВИЭ, за исключением крупных ветровых установок, в России имеются разработки на современном техническом уровне. Имеется производственная

база, особенно на предприятиях ВПК, которая может быть развита при создании благоприятных условий.

Одним из основных параметров, определяющих экономический потенциал и перспективы использования возобновляемых источников энергии, является стоимость производства энергии на установках НВИЭ. В настоящее время стоимость производства электрической энергии от многих видов ВИЭ уже находится на уровне стоимости от традиционных источников.

Удельные капитальные вложения в оборудование возобновляемой энергетики, за исключением фотоэлектрического, находятся примерно на уровне оборудования традиционной энергетики или несколько выше. Для фотоэлектрических установок пока удельные капитальные вложения превышают аналогичные показатели в оборудование традиционной энергетики. Вместе с тем существует устойчивая тенденция роста удельных капитальных вложений в оборудование традиционной энергетики и их снижение в оборудование возобновляемой энергетики. Особенностью отечественного оборудования возобновляемой энергетики является его более низкая стоимость по сравнению с импортным (до 30-50%).

В настоящем пособии отражены экономические аспекты развития установок НВИЭ по следующим основным направлениям: солнечная (тепловая и электрическая) энергия, ветровая энергия, гидроэнергия малых водотоков, энергия биомассы. Надеемся, что данное учебное пособие восполнит недостаток в современной технико-экономической информации по установкам НВИЭ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сидоренко Г.И., Кудряшева И.Г., Пименов В.И. Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Техничко-экономический анализ: учеб. пособие / Под общ. ред. В.В. Елистратова и Г.И. Сидоренко. — СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2008. - 248 с.
2. Использование водной энергии: Учеб. для вузов // Под ред. Д. С. Щавелева, Л.: Энергия, 1976. - 656 с.
3. Использование водной энергии: Учеб. для вузов // Под ред. Ю. С. Васильева, М.: Энергоатомиздат, 1995.
4. Основные положения энергетической стратегии России на период до 2020 года. Министерство энергетики РФ, - М., 2001. - 120 с.
5. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов, В.И. Виссарионов, В.М. Евдокимов, Н.К. Малинин, Н.В. Огородов, В.Н. Пузаков, Г.И. Сидоренко, А.А. Шпак. - СПб.: Наука, 2002. – 314 с.
6. Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России. - М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1994. – 121 с.
7. Твайдейл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М., 1994. - 80 с.
9. Щавелев Д.С., Федоров М.П., Семенов М.В. Техничко-экономические основы проектирования объектов и систем. Л.: ЛПИ им. М.И. Калинина, 1984. - 72 с.
10. Щавелев Д. С., Губин М. Ф., Куперман В. Л., Федоров М. П. Экономика гидротехнического и водохозяйственного строительства. М.: Стройиздат, 1986. - 423 с.

11. Гук Ю.Б., Долгов П.П., Огороков В.Р. и др. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Под ред. В.Р. Огорокова и Д.С. Щавелева. Л.: Энергоатомиздат, 1985. - 176 с.
12. Гидроэлектростанции малой мощности: Учеб. пособие / Под ред. В.В. Елистратова. СПб.: Изд-во Политехи, ун-та, 2005. - 432 с.
13. Концепция использования ветровой энергии в России // Безруких П.П., Евдокимов В.М., Шакарян Ю.Г., и др. М – 2005. - 126 с.
14. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. М.: Высш. шк., 2003. – 416 с.
15. Gordon J.L. Hydropower cost estimates // Water Power & Dam Construction, 1983, pp. 30-37.
16. Техничко-экономические характеристики малой гидроэнергетики (справоч. М-лы). Методич. пособие / В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В. Дерюгина и др. М.: Изд. МЭИ, 2001. - 120 с.
17. Михайлов Л.П. и др. Малая гидроэнергетика / Под ред. Л.П. Михайлова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 184 с.
18. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). Офиц. изд. – М.: Экономика, 2000, 421 С.
19. The Future for Renewable Energy. Prospects and Directions. Vol.2. 2002, EUREC Agency, London. 250 p.
20. Tore Wizelius, Developing Wind Power Projects. Theory & Practice. Earthscan, London, Sterling, VA, 290 p.
21. Малинина Т.В., Таратин В.А. Экономика и управление на энергетических предприятиях. - СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2001. - 63 с.
22. Менеджмент в электроэнергетике: Учебное пособие / А. Ф. Дьяков, В.М. Жуков, Б.К. Максимов, И.И. Ливченко; под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. - 448 с., ил.

23. Экономика строительства. Учебник / Под общей ред. И.С. Степанова. М : К Юрайт - Издат, 2002. –591 с.
24. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям). // Безруких П.П., Д. Д. Дегтярев В.В. Елистратов и др. – М.: ИАЦ Энергия. 2007. – 272 с.
25. Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council, on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.
26. Козлов В.А. Городские распределительные сети. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та., 2005. – 272 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Единые нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов, % к балансовой стоимости

Группы и виды основных фондов	Нормы амортизационных отчислений
Здания	
Здания высотные (более 25 этажей), каркасно-монолитные, повышенной прочности	0,4
Здания одноэтажные с железобетонными или металлическими каркасами	1,0
Здания многоэтажные типа этажерок специального технологического назначения	1Д
Сооружения	
Подъездные и другие железнодорожные пути предприятий, резервуары для хранения нефтепродуктов металлические	4,0
Резервуары для хранения дизельного топлива и смазочных материалов	6,6
Передаточные устройства	
Воздушные линии электропередач от 0,4 до 20 кВ	
– на металлических опорах	2,8
– на опорах из пропитанной древесины	2,0
Кабельные линии электропередачи напряжением до 10 кВ с пластмассовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях	3,0
Трубопроводы тепловых сетей стальные, работающие в условиях непроходных тоннелей, с воздушным зазором (подвесная изоляция)	4,0
Силовые машины и оборудование	
Котельные установки и стационарные паровые котлы со вспомогательным оборудованием котельной	5,0
Стационарные водогрейные котлы	4,0
Электродвигатели:	
– с высотой оси вращения 63-450 мм	3,7
– с высотой оси вращения свыше 450 мм	5,0
Вспомогательное силовое тепломеханическое оборудование	6,6
Силовое электротехническое оборудование, распределительные устройства	5,6

Группы и виды основных фондов	Нормы амортизационных отчислений
Рабочие машины и оборудование	
Компрессоры поршневого общего назначения давлением до 8 атм (производительностью до 20 м ³ /мин)	3,7
Насосы артезианские, пневматические винтовые, погружные, мотопомпы	4,4
Насосы камерные	5,4
Вентиляционные системы	20,00
Краны козловые общего назначения (крюковые) грузоподъемностью до 15 т	7,7
Источники питания для электросварки	5,5
Приборы для контроля и регулирования технологических процессов	5,0
Приборы для измерения и регулирования температуры	12,5
Щиты и пульты диспетчерские телемеханические для автоматизированных систем управления производственными процессами	14,3
Транспортные средства	
Автомобили грузоподъемностью:	
– до 0,5 т	9,0
– более 100 т	20,0
Прицепы и полуприцепы-тяжеловозы грузоподъемностью:	
– до 100 т	14,3
– более 100 т	8,3
Производственный и хозяйственный инвентарь и принадлежности	6,7
Контейнеры универсальные металлические	6,5
Стеллажи стоечные	5,6
Электроарматура и электроприборы	8,3

Приложение 2

Значения коэффициента $CRF(r, t)$

годы	Процентная ставка, r %									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10
2	0,5075	0,515	0,5226	0,5302	0,5378	0,5454	0,5531	0,5608	0,5685	0,5762
3	0,3400	0,3468	0,3535	0,3603	0,3672	0,3741	0,3811	0,3880	0,3951	0,4021
4	0,2563	0,2626	0,2690	0,2755	0,2820	0,2886	0,2952	0,3019	0,3087	0,3155
5	0,2060	0,2122	0,2184	0,2246	0,2310	0,2374	0,2439	0,2505	0,2571	0,2638
6	0,1725	0,1785	0,1846	0,1908	0,1970	0,2034	0,2098	0,2163	0,2229	0,2296
7	0,1486	0,1545	0,1605	0,1666	0,1728	0,1791	0,1856	0,1921	0,1987	0,2054
8	0,1307	0,1365	0,1425	0,1485	0,1547	0,1610	0,1675	0,1740	0,1807	0,1874
9	0,1167	0,1225	0,1284	0,1345	0,1407	0,1470	0,1535	0,1601	0,1668	0,1736
10	0,1056	0,1113	0,1172	0,1233	0,1295	0,1359	0,1424	0,1490	0,1558	0,1627
11	0,09645	0,1022	0,1081	0,1141	0,1204	0,1268	0,1334	0,1401	0,1469	0,1540
12	0,08885	0,09456	0,1005	0,1066	0,1128	0,1193	0,1259	0,1327	0,1397	0,1468
13	*0,08241	0,08812	0,09403	0,1001	0,1065	0,1130	0,1197	0,1265	0,1336	0,1408
14	0,0769	0,0826	0,08853	0,09467	0,1010	0,1076	0,1143	0,1213	0,1284	0,1357
15	0,07212	0,07783	0,08377	0,08994	0,09634	0,1030	0,1098	0,1168	0,1241	0,1315
16	0,06794	0,07365	0,07961	0,08582	0,09227	0,09895	0,1059	0,1130	0,1203	0,1278
17	0,06425	0,06997	0,07595	0,08220	0,08870	0,09544	0,1024	0,1096	0,1170	0,1247
18	0,06098	0,06670	0,07271	0,07899	0,08555	0,09236	0,09941	0,1067	0,1142	0,1219
19	0,05805	0,06378	0,06981	0,07614	0,08275	0,08962	0,09675	0,1041	0,1117	0,1195
20	0,05542	0,06116	0,06722	0,07358	0,08024	0,08718	0,09439	0,1019	0,1095	0,1175
25	0,04541	0,05122	0,05743	0,06401	0,07095	0,07823	0,08581	0,09368	0,1018	0,1102
30	0,03875	0,04465	0,05102	0,05783	0,06505	0,07265	0,08059	0,08883	0,09734	0,1061
40	0,03046	0,03656	0,04326	0,05052	0,05828	0,06646	0,07501	0,08386	0,09296	0,1023
50	0,02551	0,03182	0,03887	0,04655	0,05478	0,06344	0,07246	0,08174	0,09123	0,1009
60	0,02224	0,02877	0,03613	0,04420	0,05283	0,06188	0,07123	0,0808	0,09051	0,1003

годы	Процентная ставка, r %									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20
2	0,5839	0,5917	0,5995	0,6073	0,6151	0,6230	0,6308	0,6387	0,6466	0,6545
3	0,4092	0,4163	0,4235	0,4307	0,4380	0,4453	0,4526	0,4599	0,4673	0,4747
4	0,3223	0,3292	0,3362	0,3432	0,3503	0,3574	0,3645	0,3717	0,3790	0,3863
5	0,2706	0,2774	0,2843	0,2913	0,2983	0,3054	0,3126	0,3198	0,3271	0,3344
6	0,2364	0,2432	0,2502	0,2572	0,2642	0,2714	0,2786	0,2859	0,2933	0,3007
7	0,2122	0,2191	0,2261	0,2332	0,2404	0,2476	0,2549	0,2624	0,2699	0,2774
8	0,1943	0,2013	0,2084	0,2156	0,2229	0,2302	0,2377	0,2452	0,2529	0,2606
9	0,1806	0,1877	0,1949	0,2022	0,2096	0,2171	0,2247	0,2324	0,2402	0,2481
10	0,1698	0,1770	0,1843	0,1917	0,1993	0,2069	0,2147	0,2225	0,2305	0,2385
11	0,1611	0,1684	0,1758	0,1834	0,1911	0,1989	0,2068	0,2148	0,2229	0,2311
12	0,1540	0,1614	0,1690	0,1767	0,1845	0,1924	0,2005	0,2086	0,2169	0,2253
13	0,1482	0,1557	0,1634	0,1712	0,1791	0,1872	0,1954	0,2037	0,2121	0,2206
14	0,1432	0,1509	0,1587	0,1666	0,1747	0,1829	0,1912	0,1997	0,2082	0,2169
15	0,1391	0,1468	0,1547	0,1628	0,1710	0,1794	0,1878	0,1964	0,2051	0,2139
16	0,1355	0,1434	0,1514	0,1596	0,1679	0,1764	0,1850	0,1937	0,2025	0,2114
17	0,1325	0,1405	0,1486	0,1569	0,1654	0,1740	0,1827	0,1915	0,2004	0,2094
18	0,1298	0,1379	0,1462	0,1546	0,1632	0,1719	0,1807	0,1896	0,1987	0,2078
19	0,1276	0,1358	0,1441	0,1527	0,1613	0,1701	0,1791	0,1881	0,1972	0,2065
20	0,1256	0,1339	0,1424	0,1510	0,1598	0,1687	0,1777	0,1868	0,1960	0,2054
25	0,1187	0,1275	0,1364	0,1455	0,1547	0,1640	0,1734	0,1829	0,1925	0,202
30	0,1150	0,1241	0,1334	0,1428	0,1523	0,1619	0,1715	0,1813	0,1910	0,2008
40	0,1117	0,1213	0,1310	0,1407	0,1506	0,1604	0,1703	0,1802	0,1902	0,2001
50	0,1106	0,1204	0,1303	0,1402	0,1501	0,1601	0,1701	0,1800	0,1900	0,2000
60	0,1102	0,1201	0,1301	0,1401	0,1500	0,1600	0,1700	0,1800	0,1900	0,2000

Учебное электронное издание

СТАРИКОВ Альберт Николаевич

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
СИСТЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИКРОКЛИМАТА

Учебное пособие

Издается в авторской редакции

Системные требования: Intel от 1,3 ГГц; Windows XP/7/8/10; Adobe Reader;
дисковод DVD-ROM.

Тираж 25 экз.

Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
Изд-во ВлГУ
rio.vlgu@yandex.ru

Кафедра теплогазоснабжения, вентиляции и гидравлики
alstars@mail.ru