

УДК 621.31.658

ЦЕНЫ НА ЭНЕРГИЮ И ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Докт. экон. наук, проф. ПАДАЛКО Л. П., асп. ШИЛЕНКО Е. Г.

Белорусская государственная политехническая академия

Инж. МИШУК Е. С.

Министерство энергетики Республики Беларусь

В настоящее время упразднено государственное инвестирование промышленности, энергосистема должна за счет собственных средств, которые остаются после выплаты налоговых отчислений, обеспечивать компенсацию всех затрат, связанных с производством и отпускем энергии, а также финансирование своего развития. Но возможности инвестирования существенно зависят от величины тарифов на энергию. Между ценой на энергию и потенциалом инвестирования энергосистемы существует тесная связь. Чем выше величина тарифов, тем больше размер получаемой прибыли и выше возможности инвестирования. Однако прибыль не является единственным источником инвестирования. Другой источник инвестиционных ресурсов – амортизационные отчисления, которые входят в состав себестоимости. В настоящее время в состав себестоимости включается так называемый инвестиционный фонд, предназначенный для централизованного (в рамках энергосистемы) финансирования. Таким образом, инвестиционная слагаемая тарифа на энергию состоит из трех частей: амортизационных отчислений, централизованного инвестиционного фонда и части прибыли.

В тарифах предусмотрены инвестиционные ресурсы на два вида энергии: электрическую и тепловую. Реализация тепловой энергии составляет примерно 30 % от общей реализации, и поэтому можно говорить, что столько же процентов всех инвестиционных средств формируется за счет продажи тепловой энергии. В действительности соотношение несколько иное, и обусловлено оно различием уровня рентабельности по двум видам энергии. Для упрощения можно предположить, что за счет тарифов на электроэнергию инвестируется только электроэнергетическая часть энергосистемы, а за счет тарифов на теплоту – теплоэнергетическая часть. Так и должно быть, хотя на самом деле формируется общий инвестфонд, кото-

рый распределяется между электро- и теплоэнергетической частями энергосистемы, но не строго в соответствии с этим принципом.

Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта. Определение экономической эффективности инвестиций – наиболее важный этап разработки бизнес-планов различных проектов. В условиях рыночных отношений, главной особенностью которых является разнообразие форм собственности, применяются различные источники инвестирования. Оценка их экономической эффективности основывается на оценке прибыльности инвестиций. Реализация инвестиционного проекта рассматривается как единство двух взаимосвязанных процессов: вложения инвестиций и функционирования производственного объекта. Процесс функционирования сопровождается получением прибыли. Сопоставление различных во времени платежей осуществляется с помощью процедуры дисконтирования.

Одним из основных критериев оценки эффективности инвестиционного проекта является чистая приведенная (дисконтированная) стоимость (чистый приведенный доход) (Net Present Value).

Данный метод предусматривает дисконтирование денежных потоков для определения эффективности инвестиций

$$\max \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - K_t)(1+E)^{-t} - K_0 + L(1+E)^{-T}, \quad (1)$$

где D_t – денежные поступления в t -м году (выручка, дивиденды и др.);

C_t – годовые эксплуатационные расходы в t -м году (без амортизационных отчислений) и другие платежи (налоги, пошлины и т. д.);

K_t – капиталовложения в t -м году;

K_0 – первоначальные капитальные вложения;

L – ликвидная стоимость объекта по истечении срока службы T ;

E – ставка дисконта.

Если значение данного критерия положительно, значит, за рассматриваемый период T , равный сроку службы объекта, получаемый доход превышает эксплуатационные и инвестиционные затраты с учетом дисконтирования доходов и затрат. В этом случае рассматриваемый вариант экономически выгоден, так как обеспечивает возврат инвестиций и получение прибыли. Если рассматриваются несколько вариантов, то наиболее экономичным считается тот из них, который имеет максимальное значение критерия. Если же критерий приобретает отрицательное значение, то вариант экономически невыгоден.

Критерий (1) записывается в упрощенном виде, если отсчет времени ведется с момента начала инвестирования объекта. В этом случае эксплуатационные расходы C_t для первого года (первых лет) могут равняться нулю. Показатель (1) может использоваться для выбора оптимального решения среди вариантов, имеющих комплексное назначение: увеличение объема производства и его техническое совершенствование.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта используется также такой показатель, как внутренняя норма рентабельности (Internal Rate of Return), который определяется из уравнения, получаемого приравнением выражения (1) к нулю. Искомой является величина E . По своему экономическому смыслу коэффициент E характеризует коэффициент эффективности капиталовложений, рассчитанный для условий дисконтированных затрат и доходов. Если величина E оказывается выше процентной ставки, принятой за нормативную, то вариант считается экономически выгодным. Если при принятой величине процентной ставки значение критерия (1) равно нулю, то это означает, что внутренняя норма рентабельности равна принятой для расчета величине процентной ставки. Если (1) оказывается выше нуля, то внутренняя норма рентабельности – выше принятой величины процентной ставки, если значение показателя (1) меньше нуля, то внутренняя норма рентабельности – меньше величины процентной ставки. Показатель внутренней норма рентабельности как бы дополняет критерий (1) при оценке эффективности. Чем выше данный показатель, тем экономически привлекательнее проект.

Каждый проект должен быть достаточно прибыльным для быстрого возврата вложенного капитала. Показателем, характеризующим быстроту возврата капитала, является период окупаемости, который определяется из приведенного выше уравнения при условии, что искомой величиной является период T , т. е. время, в течение которого инвестиции (дисконтированные) окупаются за счет прибыли (также дисконтированной). Вариант экономически выгоден, если рассчитанный период окупаемости меньше срока службы объекта. Все рассмотренные выше экономические показатели взаимосвязаны.

Критерий (1) и производные от него показатели выражают экономический эффект, интегрированный и дисконтированный за срок службы объекта. Между тем, в современных условиях предприятие выплачивает часть своей прибыли в виде налога, и только оставшаяся ее часть будет реально характеризовать экономический эффект. Такая эффективность называется финансовой. Для ее расчета запишем (1) в виде

$$\max \sum_{t=1}^T [(D_t - C_t - C_{ам}^t - C_{выпл}^t)(1 - H - K_t)](1 + E)^{-t} - K_0 + K_0(1 + E)^{-T}, \quad (2)$$

где H – налоговая ставка в долях от налогооблагаемой прибыли;

$C_{выпл}^t$ – различные выплаты из балансовой прибыли, определяющие не-налогооблагаемую часть прибыли;

$C_{ам}^t$ – амортизационные отчисления.

Использование этих критериев предполагает, что инвестиции вкладываются в создание нового либо в расширение существующего производства. В данном случае речь идет о решении задачи общей эффективности. Однако они могут использоваться для оценки эффективности модернизации и реконструкции энергетических объектов, предназначенных для технического совершенствования производства с целью снижения издержек

без увеличения объема производства. В этом случае речь идет о задаче сравнительной эффективности.

Определение экономической эффективности инвестирования. Рассмотрим на примере одной из ГРЭС (4 энергоблока мощностью по 450 МВт) экономическую возможность инвестирования ее строительства. Прежде всего оценим экономическую и финансовую эффективность строительства данной электростанции.

Примем удельную стоимость 800 дол/кВт. Тогда величина инвестиций в станцию составит $800 \times 1800 = 1,44$ млрд дол. Принимая затраты в электрические сети в размере 20 % от инвестиций в станцию, получаем полную величину инвестиций $1,44 \times (1 + 0,2) = 1,728$ млрд дол.

Предположим, что в первую очередь станции, связанную с пуском первого энергоблока, вкладывается 60 % всех инвестиций $0,6 \times 1,44 = 0,864$ млрд дол, а в оставшиеся три блока инвестиции вкладываются равномерно, т. е. по $(1,44 - 0,864)/3 = 0,192$ млрд дол. Тогда полные инвестиции в первую очередь будут равны $0,864 \times 1,2 = 1,037$, а в каждый последующий блок $0,192 \times 1,2 = 0,23$ млрд дол. Предполагаем, что первый блок вводится в эксплуатацию через три года после начала строительства, второй – на пятый год, третий – на шестой и четвертый – на седьмой год.

При цене топлива 70 дол/т у. т. и его удельном расходе 0,26 кг/(кВт·ч) топливная составляющая себестоимости будет равна $0,26 \times 7 = 1,82$ цент/(кВт·ч). Принимая удельный вес топливной составляющей в производственной себестоимости 85 %, получаем величину последней $1,82 : 0,85 = 2,14$ цент/(кВт·ч).

Если принять затраты на передачу и распределение электроэнергии равными 12 % от себестоимости ее отпуска в сеть, а потери энергии – 11 %, то себестоимость полезного отпуска электроэнергии потребителям от данной станции

$$C_{33}^{\text{пол}} = 2,14 / ((1 - 0,11)(1 - 0,12)) = 2,73 \text{ цент/(кВт·ч)}.$$

Себестоимость с учетом налоговых и других отчислений, входящих в ее состав (по отчетным данным примерно 8 % от себестоимости составляют налоги, включаемые в состав себестоимости):

$$C_{33}^{\text{пол}'} = 2,73 : 0,92 = 2,97 \text{ цент/(кВт·ч)}.$$

Принимаем для блока 450 МВт число часов использования максимума мощности равным 6000 ч. Тогда выработка электроэнергии составит $450 \times 6000 = 2,7$ млрд кВт·ч. По отчетным данным «Белэнерго» за 2000 г., полезный отпуск электроэнергии составил 28,3 млрд кВт·ч, а себестоимость полезного отпуска – 2,89 цент/(кВт·ч). Себестоимость полезного отпуска в целом по «Белэнерго» после ввода первого агрегата составит

$$C_{33}^{\text{пол}} = \frac{2,89 \times 28,3 + 2,97 \times 2,7}{28,3 + 2,4} = 2,9 \text{ цент/(кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Предположим, что рентабельность по электроэнергии – 13 %. Тогда цену 1 кВт·ч можно принять равной $2,9 \times 1,13 = 3,27$ цент/(кВт·ч).

Определяя величину дохода D_n , следует из суммы реализации вычесть налог на добавленную стоимость. При удельном весе этого налога в составе цены 0,029 (по отчетным данным) за основу при расчете D_n необходимо принимать цену $3,27 \cdot (1 - 0,029) = 3,175$ цент/(кВт·ч).

Определяя величину себестоимости C_n , следует вычесть амортизационные отчисления и часть инвестиционного фонда. Доля амортизации в себестоимости, по данным «Белэнерго», составила 1,2 %, а инвестфонда – 7,3 %. Тогда для расчета экономического критерия принимаем следующую величину себестоимости $2,9 \cdot (1 - 0,012 - 0,073 \times 0,7) = 2,717$ цент/(кВт·ч).

Располагая этими данными, рассчитаем экономическую эффективность проекта, принимая коэффициент E равным 0,1, а срок службы объекта – 30 лет.

Ввиду малости величины L и коэффициента $(1 + E)^{-T}$ при $T = 30$ лет их произведение представляет величину более высокого порядка малости, поэтому вторым слагаемым пренебрегаем.

В постановке задачи предполагаем, что инвестиции в первый блок вкладываются равномерно в течение трех лет, а в последующие годы – в каждый блок в год, предшествующий году начала его эксплуатации (табл. 1).

Подставляя исходные данные, приведенные в табл. 1, в формулу для чистой дисконтированной стоимости, получаем ее величину, равную -1024×10^6 . Отрицательное значение критерия свидетельствует о неэкономичности проекта.

Определение равновыгодной цены на электроэнергию. Представляет интерес знание цены электроэнергии, при которой инвестиционный проект становится экономически выгодным. Для решения этой задачи необходимо выражение (1) приравнять к нулю и решить его относительно цены. Тогда искомая цена электроэнергии

$$T_{33} = \frac{\sum_{t=1}^T (C_t + K_t)(1 + E)^{-t}}{\sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t (1 + E)^{-t}}. \quad (3)$$

С учетом критерия финансовой эффективности выражение для равновыгодного тарифа запишется в виде

$$T_{33}^* = \frac{\sum_{t=1}^T (C_t(1 - \alpha) + K_t)(1 + E)^{-t}}{\sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t (1 - \alpha)(1 + E)^{-t}}, \quad (4)$$

где α – коэффициент, учитывающий отчисления из прибыли на социальное развитие, материальное поощрение и в бюджет в виде налога;

C_t – эксплуатационные расходы, включающие в себя все элементы, в том числе амортизацию и инвестиционный фонд.

Подставляя значения C_t , K_t и \mathcal{E}_t в (3), получаем $T_{33} = 4,95$ цент/(кВт·ч). Равновыгодный тариф по (4) при $\alpha = 0,6$ оказывается равным 6,7 цент/(кВт·ч).

Рассмотрим возможности инвестирования за счет внешних источников, в частности кредита. Достоинством кредитной формы инвестирования является возможность сооружения электростанции и обеспечения возросшего энергопотребления при недостатке собственных средств. При этом погашение кредита осуществляется за счет денежной выручки, получаемой в результате функционирования прокредитованного объекта, и тем самым тарифы не отягощаются необходимостью формирования инвестиционных ресурсов в период строительства объекта. Таким образом, вся тяжесть оплаты за новый объект перекладывается с существующих потребителей энергии на новых, для которых он возводится. В то же время выделенные финансовые средства надо возвращать, причем с процентами. Экономическая выгодность применения кредитной формы зависит от условий кредитования: срока возврата, величины процентов и др. В случае больших сроков строительства, характерных для электроэнергетики, и высоких процентов получение кредита может оказаться экономически невозможным.

Предположим, что кредит берется на полную стоимость станции и что электростанция строится и эксплуатируется в такие же сроки, как и в предыдущем примере. Погашение кредита начинается сразу после ввода электростанции в эксплуатацию на полную мощность и осуществляется в течение пяти лет равными порциями. Проценты за кредит выплачиваются на следующий год после инвестирования и принимаются равными 10 %, а выплата процентов осуществляется до полного погашения кредита. Так как выручка от функционирования станции появится после ввода первого энергоблока, выплачиваться проценты до этого момента будут из средств всей энергосистемы.

Исходные данные для расчета представлены в табл. 2. Здесь H_t – размеры выплачиваемых процентов, R_t – то же погашения кредита.

Величина критерия оказалась равной – 1037×10^6 , что свидетельствует о явной невыгодности проекта.

Следовательно, собственных средств станции для возврата кредита недостаточно. Так как электростанция является элементом энергосистемы, всю тяжесть возврата кредита может взять на себя энергосистема. Однако данная постановка задачи будет целесообразна лишь при экономической выгодности проекта. Привлечение средств энергосистемы необходимо только для своевременности возврата кредита с процентами.

Представляет интерес определение того значения тарифа на электроэнергию, при котором кредитная форма становится выгодной. За основу принимаем условия кредитования, представленные в табл. 1. Тогда величина тарифа будет равна

$$T_{33} = \frac{\sum_{t=1}^T (C_t + R_t + H_t)(1 + E)^{-t}}{\sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t (1 + E)^{-t}}. \quad (5)$$

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономической эффективности, млн дол

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
K_t	345	345	345	230	230	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C_t	-	-	-	65	130	195	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
D_t	-	-	-	76	152	228	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304

Таблица 2

Исходные данные для кредитного инвестирования, млн дол

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
K_t	345	345	345	230	230	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C_t	-	-	-	65	130	195	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
D_t	-	-	-	76	152	228	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304
H_t	-	34,5	69	103	126	149	172	148	113	79	34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R_t	-	-	-	-	-	-	345	345	345	345	345	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Подставляя исходные данные, получаем $T_{33} = 7,2$ цент/(кВт·ч). Значение T_{33} получено из условия обеспечения экономической, а не финансовой эффективности проекта. С точки зрения финансовой эффективности искомого значение тарифа найдется из уравнения

$$T_{33} = \frac{\sum_{t=1}^T (0,34 C_t + R_t + H_t)(1 + E)^{-t}}{0,4 \sum_{t=4}^T \Theta_t (1 + E)^{-t}}. \quad (6)$$

Подставляя исходные данные, получаем $T_{33} = 10,2$ цент/(кВт·ч).

Как же будут выплачиваться проценты за кредит до ввода электростанции в эксплуатацию? Существуют два варианта решения этой задачи. Первый – это выплата процентов за счет средств всей Белорусской энергосистемы до ввода станции в эксплуатацию. Второй – это дисконтирование процентных выплат до момента начала эксплуатации и выплата с момента начала ее эксплуатации.

Следующий важный вопрос – это выявление возможности погашения кредита и выплаты процентов к моменту окончания кредитного договора. Даже при финансово-экономической выгоды проекта могут отсутствовать возможности своевременного денежного расчета с кредитором. Для ответа на этот вопрос необходимо определить величину тарифа на электроэнергию, исходя не из срока службы, а из того срока, когда, согласно кредитному договору, должны закончиться все выплаты ($T = 11$ лет). Для данного примера будем иметь

$$T_{33} = \frac{\sum_{t=1}^{11} (C_t + R_t + H_t)(1 + E)^{-t}}{\sum_{t=4}^{11} \Theta_t (1 + E)^{-t}}. \quad (7)$$

Подставив исходные данные, получаем $T_{33} = 11,6$ цент/(кВт·ч). Этот тариф значительно превышает тот, который был получен ранее, это свидетельствует о том, что значительную тяжесть денежного расчета с кредиторами должна взять на себя энергосистема.

Программой развития электроэнергетики Беларуси до 2010 г. инвестиционные затраты предусматриваются в размере примерно 5 млрд дол. В силу того, что оборудование в республике не производится, закупку основного энергетического оборудования (электрогенераторы, котлы, турбины, силовые трансформаторы и др.) необходимо осуществлять в других странах за валюту. Между тем доход от реализации энергии формируется в рублях, так как энергия реализуется только внутри республики. При нынешнем курсе белорусского рубля величина тарифа оказывается равной примерно 3,7 цент/(кВт·ч), что в 2–3 раза меньше цены на электроэнергию

в западных странах. Инвестиционных средств, предусмотренных в существующих тарифах, недостаточно для финансирования расширенного производства в энергосистеме. Эти средства расходуются на первоочередные мероприятия, связанные с сохранением имеющейся мощности путем замены, модернизации, реконструкции имеющегося оборудования. Ввиду сложной экономической ситуации в республике вопрос о повышении тарифов в настоящее время не ставится. Однако в будущем для обеспечения стабильного развития экономики республики потребуется увеличение производства энергии, а для этого необходимо будет повышение цен на энергию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лоренс Дж. Гитман, Майкл Д. Джонк. Основы инвестирования. – М.: Дело, 1999.
2. Мишук Е. С., Падалко Л. П. Инвестиционные проблемы развития Белорусской энергосистемы // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1999. – № 6. – С. 79–88.
3. Падалко Л. П. Проблемы формирования оптимальной производственной структуры Белорусской энергосистемы // Сб. науч. тр. НАН Беларуси. – Мн., 1999.

Представлена кафедрой экономики
и организации энергетики

Поступила 23.03.2001

УДК 621.311

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Канд. техн. наук ДУЛЕСОВ А. С.

Хакасский государственный университет им. Н. Ф. Катанова

В сфере производства и реализации электроэнергии (ЭЭ), а также в научных кругах активно обсуждаются вопросы, направленные на совершенствование механизма хозяйствования предприятий энергетики в условиях рыночных отношений. В частности, на семинарах, проводимых под эгидой Ассоциации энергоменеджеров России, рассматривалась такая актуальная проблема, как отсутствие конкуренции между производителями ЭЭ и ее потребителями [1]. Было отмечено, что одним из способов решения этой проблемы можно считать вывод электростанций на Федеральный оптовый рынок энергии (мощности) (ФОРЭМ). Тогда, как предполагается, между станциями возникнет конкуренция и можно будет выявить степень экономичности каждой из них.