

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Географический факультет

Научно-исследовательская лаборатория
возобновляемых источников энергии

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИЙ

Дегтярев К.С., Берёзкин М.Ю.,
Залиханов А.М., Синюгин О.А.

Учебно-методическое пособие
Под редакцией профессора А.А. Соловьева



УДК 620
ББК 31.15
Д26

Рецензенты:
профессор В.В. Бушуев,
профессор А.Д. Яшин

Дегтярев К. С., Берёзкин М. Ю., Залиханов А. М., Синюгин О. А.
Д26 Возобновляемая энергетика: экономические оценки инвестиций: Учебно-методическое пособие / Под ред. А. А. Соловьева. – М. : «КДУ», «Университетская книга», 2018. – 86 с.

ISBN 978-5-91304-800-4

Пособие подготовлено в рамках инновационной образовательной программы для слушателей дополнительного образования географического факультета МГУ, специализирующихся в области возобновляемых источников энергии и их рационального использования.

Предназначено для студентов и аспирантов соответствующих специальностей и специалистов, повышающих свою квалификацию.

Интернет-магазин издательства: www.kdu.ru

УДК 620
ББК 31.15

© Коллектив авторов, 2018
© Издательство «КДУ», 2018

ISBN 978-5-91304-800-4

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Общие подходы к финансово-экономическому анализу инвестиционных проектов	7
Особенности инновационных проектов и работы электростанций на основе возобновляемых ресурсов.....	52
Финансово-экономические параметры инновационных проектов возобновляемой энергетики, практические примеры	64
Экономические оценки проектов малой автономной возобновляемой энергетики	76
Литература	84

ВВЕДЕНИЕ

В мировой энергетике, использующей традиционные углеводородные ресурсы в виде угля, нефти, газа, сопряженные с неблагоприятными воздействиями на природные процессы и жизнедеятельность, отмечается устойчивая тенденция развития новых технологий, основанных на возобновляемых источниках энергии. Движение в направлении практического освоения инноваций возобновляемой энергетике напрямую связано с приобретением необходимых компетенций при выполнении убедительных финансово-экономических оценок и расчетов, достаточно специфичных в инновационном отношении объектов возобновляемых источников энергии. В книге преследуется цель в доступной форме изложить подходы к финансово-экономическому анализу проектов в возобновляемой энергетике, дополненные конкретными примерами такого анализа.

В первую очередь, отметим, что пособие составлено не теоретиками, а практиками, имеющими достаточный опыт подготовки бизнес-планов, инвестиционных меморандумов и финансовых моделей инвестиционных проектов и, главное, их защиты перед банками и инвесторами и потому понимающими, какая информация ожидается от инициаторов проекта. Оно может быть полезным для обучающихся, а также работников, не являющихся профессиональными экономистами, но сталкивающимися с необходимостью рассчитать и представить экономические показатели инвестиционного проекта или предприятия и обосновать его целесообразность. Как показывает практика, если такую работу делает человек, не являющийся профессионалом, он нередко допускает ряд типичных ошибок, связанных с некорректным использованием некоторых экономических понятий и собственно с расчётами экономических показателей. Поэтому книгу можно рассматривать как краткую памятку и методическое руководство по экономическому анализу «для начинающих», которое ставит целью помочь избежать этих ошибок и приобрести знания об основных понятиях и характеристиках, используемых в экономических расчётах инноваций. Структура изложения построена на выделении двух главных разделов:

1. Анализ методов оценки инвестиционных проектов любого типа, с учетом времени, инфляции, тенденций рынка, ставки процента, и других факторов, которые могут повлиять на результаты расчетов.
2. Рассмотрение задач по финансово-экономической оценке энергетических проектов, имеющих непосредственное отношение к возобновляемым источникам энергии, в свою очередь, состоящее из трёх подразделов:
 - 2.1. Особенности инновационных проектов и работы электростанций на основе возобновляемых ресурсов;
 - 2.2. Финансово-экономические параметры инновационных проектов, практические примеры;
 - 2.3. Экономические оценки проектов малой автономной возобновляемой энергетике.

Обычно полноценный финансово-экономический анализ инвестиционного проекта весьма обширен, сложен и включает оценку множества факторов. От международных до локальных, от долгосрочных до сезонных. Учета множество вводных параметров, включающих динамику и прогноз цен, амортизацию, налоги, источники финансирования, цену капитала, анализ рисков. Расчёты громоздки, трудоемки и для их проведения часто используются различные специализированные программные продукты, такие, как «Альт Инвест», Project Expert и другие. А для многопланового учёта работы предприятия (реализации проекта) используется известная программа «1С». Эти расчёты можно проводить и самостоятельно в Excel. В ряде случаев используют сложные математические методы, в частности, метод Монте-Карло, особенно в условиях высокой неопределённости исходных данных.

Для детального и углублённого ознакомления с данной темой целесообразно использовать учебники по экономическому анализу инвестиционных проектов, экономике предприятия, справочники экономических терминов и определений, которые доступны, в том числе, при наличии Интернета. Вниманию читателей мы предлагаем упрощённую версию для проведения предварительных расчётов, своего рода экспресс – анализа экономики инновационных технологий, который позволит получить

достаточно корректное представление об экономической состоятельности проекта в реальных условиях.

Для тех, кто захочет или кому потребуется более глубокое и детальное изучение темы, в книге содержатся ряд прямых и косвенных подсказок направления дальнейшей работы, включающей ссылки на литературные источники, термины, определения и формулы, используемые в данной работе.

ОБЩИЕ ПОДХОДЫ К ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ АНАЛИЗУ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Цель реализации инвестиционного проекта в любой области — получение отдачи на вложенные затраты, компенсирующей их в достаточной степени. Вложенные в проект средства должны вернуться инвестору в приемлемом для него количестве и в приемлемый для него срок. В этом случае проект является для инвестора экономически эффективным, выгодным, прибыльным, рентабельным, целесообразным, оправданным, жизнеспособным, инвестиционно привлекательным — можно использовать целый ряд определений, в зависимости от контекста.

Типичный случай инвестиционного проекта — создание предприятия, производящего определённые товары или услуги, продажа которых приносит выгоду инвестору. К одному из частных случаев относится и строительство электростанции, в том числе — на основе возобновляемых источников энергии, с целью последующей выработки и продажи энергии.

Основные показатели, используемые при расчётах экономической эффективности проекта:

- 1. Доходы** (поступления, выручка, приток денежных средств) в результате реализации проекта (работы созданного предприятия, завода, в частности — электростанции) на определённом интервале времени.
- 2. Затраты** (расходы, издержки, отток денежных средств) на реализацию проекта, которые можно разделить на две основные группы:
 - 2.1. Инвестиционные затраты** (инвестиции, капиталовложения) — на собственно инвестиционной стадии проекта, связанные, в основном, со строительством объекта — завода, электростанции или другого. Основная часть инвестиционных затрат, как правило, приходится на производство, закупку, монтаж машин и оборудования для производства данной продукции, строительство зданий и сооружений.

2.2. Операционные затраты (эксплуатационные затраты, текущие затраты) – связанные уже непосредственно с выпуском продукции. Это затраты на сырьё, материалы и комплектующие для производства продукции, оплату труда персонала, разного рода сопутствующие затраты и платежи.

В общем случае, разность доходов и суммы затрат на определённом промежутке времени и определяет экономическую эффективность проекта.

Допустим, общий объём инвестиционных затрат на создание предприятия составляет 1000 руб. (в данном случае мы для простоты пренебрегаем сроком строительства предприятия, условно считая, что оно построено «мгновенно»).

Годовой доход от реализации продукции предприятия после запуска в эксплуатацию составит 200 руб., затраты – 100 руб., соответственно, годовой приток денежных средств составит $200 - 100 = 100$ руб. Через 5 лет накопленная разность доходов и затрат будет равна $100 \times 5 - 1000 = -500$ руб.; через 10 лет $100 \times 10 - 1000 = 0$ руб. То есть проект достигнет *простой* окупаемости (*дисконтирование*, в том числе дисконтированный срок окупаемости, будут рассмотрены далее) через 10 лет.

Разность поступлений и затрат, притока и оттока денежных средств называется также *денежным потоком (ДП)*. Через 5 лет *накопленный* денежный поток по данному проекту составит: -500 руб., через 10 лет: 0 руб., через 15 лет: 500 руб. В данном случае мы также пока рассматриваем простой, а не дисконтированный денежный поток.

Довольно часто в российской практике вместо русского «денежный поток» употребляется перевод англоязычная версия – *cash flow (CF)*, соответственно, притоки денежных средств обозначаются как *cash inflows (CI)*, оттоки – *cash outflows (CO)*. В силу понятных причин англоязычные экономические термины в России в наше время популярны, можно даже сказать, что ими нередко злоупотребляют. В связи с этим мы далее рядом с русскоязычным термином ставим в ряде случаев и англоязычные эквиваленты. Также сразу отметим, что не следует путать денежный поток и *прибыль (profit)*. Это разные вещи, хотя, разумеется, тесно связанные между собой и в большинстве случаев близкие

по значению. К этому вопросу мы также вернёмся ниже, здесь же кратко отметим, что ключевым показателем для инвестора является именно *чистый денежный поток (net cash flow, NCF)* – именно это та сумма денег, что остаётся у него «на руках», после того, как уплачено абсолютно всё, включая и налог на прибыль. Также можно сказать, что прибыль предприятия интересует, прежде всего, налоговую инспекцию, тогда, как инвестора – денежный поток. Прибыль вычисляется по определённым правилам, а чистый денежный поток (положительный или отрицательный) – это что реально получает инвестор, в том числе, играя по этим правилам.

Операционные затраты (operation costs) в свою очередь, делятся на две категории:

2.2.1. Постоянные затраты (fixed costs, FC), не зависящие от объёмов производства продукта, которые необходимо нести даже при отсутствии производства продукта;

2.2.2. Переменные затраты (variable costs, VC), растущие при росте объёмов производства и реализации.

В структуру постоянных затрат обычно входит существенная часть затрат на оплату труда персонала (прежде всего, управленческого и вспомогательного), обслуживание оборудования, охрану и обеспечение безопасности предприятия и т.д.

В структуру переменных затрат входят, прежде всего, сырьё, материалы и комплектующие для производства продукции, затраты на оплату труда основного производственного персонала и т.д. Это затраты, обусловленные уже непосредственно выпуском и продажей продукции. Очевидно, что, например, при выработке электроэнергии на газовой ТЭС основной статьёй переменных затрат является газ; чем больше электроэнергии вырабатывает станция, тем больше газа расходуется, соответственно, тем больше затраты на его приобретение. Соответственно, при данном объёме выработки электроэнергии (и, соответственно, потребления газа) переменные затраты тем выше, чем выше текущие цены на газ.

Одним из показателей эффективности работы предприятия является наличие у него *маржинальной прибыли (marginal profit)*, т.е. положительной разницы между *выручкой (revenue, earnings)* от реализации продукции и переменными затратами.

Рассмотрим некоторое «предприятие в идеальных условиях», чьи доходы – исключительно выручка от реализации продукции, а затраты – исключительно на приобретение того, что необходимо для производства данной продукции. Предположим, что газовая ТЭС вырабатывает и продаёт на оптовом рынке 1 млрд кВтч (1000 млн кВтч) электроэнергии в год по 2 руб./кВтч. Таким образом, годовой доход (годовая выручка от реализации продукции) составляет 2 млрд руб. Теперь допустим, что для производства 1 кВтч электроэнергии требуется $0,3 \text{ м}^3$ газа, а стоимость газа для ТЭС – 3 руб./ м^3 . Будем считать, что переменные затраты ограничиваются только исходным сырьём – газом. В этом случае переменные затраты на производство 1 кВтч электроэнергии составят $3 \times 0,3 = 0,9$ руб.; общая величина переменных затрат – 900 млн руб. в год. Соответственно, маржинальная прибыль продажи 1 кВтч электроэнергии составит $2 - 0,9 = 1,1$ руб., а годовая маржинальная прибыль электростанции от реализации всего объёма электроэнергии – $1,1 \times 1 \text{ млрд} = 1100$ млн (1,1 млрд) руб. Отсюда несложно вычислить, каковы должны быть постоянные затраты с тем, чтобы предприятие на эксплуатационной стадии работало, как минимум, не в убыток себе – они не должны превышать 1100 млн руб. в год.

В связи с этим, существует такое понятие, как *точка безубыточности (breakeven point)* – объём продаж или выручка от реализации продукции, при которой разница между маржинальной прибылью и постоянными затратами равна нулю. Полагаем, что у нашего предприятия постоянные затраты составляют 300 млн руб. В этом случае, безубыточный годовой объём продаж при данной маржинальной прибыли от реализации единицы продукции (1,1 руб./кВтч) составит $300 \text{ млн} \times 1,1 = 330$ млн кВтч, а *запас прочности* предприятия, соответственно $1100 \text{ млн} - 300 \text{ млн} = 800$ млн руб. (или $1000 \text{ млн} - 330 \text{ млн} = 670$ млн кВтч).

Попутно отметим, что при описании экономической части любого объекта часто оперируют понятием «себестоимость», что в большинстве случаев некорректно и может попросту вызвать раздражение у профессиональных экономистов (а также у потенциальных инвесторов). Говорить о себестоимости имеет смысл только в привязке к данному объёму производства продукции. В себестоимость включаются как переменные, так и постоянные затраты. Составляющая себестоимости, связанная с переменными

затратами, всегда одинакова, в нашем случае это 0,9 руб./кВтч. Что касается постоянных затрат, то их общая сумма делится на объём произведённой продукции. И, если электростанция вырабатывает 1 млрд кВтч в год, а постоянные затраты – 300 млн руб. в год, то составляющая себестоимости, связанная с постоянными затратами, будет $300 \text{ млн} / 1 \text{ млрд кВтч} = 0,3$ руб./кВтч. Соответственно, общая себестоимость 1 кВтч составит $0,9 + 0,3 = 1,2$ руб./кВтч. Если принять, что, по тем или иным причинам, объём выработки электроэнергии снизился до 500 млн кВтч. Тогда постоянные затраты в расчёте на единицу продукции составят $300 \text{ млн} / 500 \text{ млн} = 0,6$ руб./кВтч, а себестоимость окажется равной уже $0,9 + 0,6 = 1,5$ руб./кВтч.

Продолжим расчёты, исходя и далее из допущения, что постоянные затраты равны 300 млн руб. Итак, выручка от реализации продукции предприятия в нашем случае составляет 2000 млн руб. Общие затраты (*total costs*), складывающиеся из переменных и постоянных затрат, составят $900 \text{ млн} + 300 \text{ млн} = 1200$ млн

Соответственно, разница между годовой выручкой и годовыми общими операционными затратами (она же разница между маржинальной прибылью и постоянными затратами) составит $2000 \text{ млн} - 1200 \text{ млн} = 800$ млн руб. В первом приближении, для груб. предварительной экспресс – оценки проекта, характеризующей его принципиальную жизнеспособность, мы можем рассматривать данную величину в качестве чистого годового денежного потока и, одновременно, чистой прибыли. Отметим, что здесь мы рассматриваем предприятие «в идеальных условиях», без налогов, процентов по кредитам и лизингу и других усложняющих модель параметров. В расчетах мы также пока не обозначили объём инвестиционных затрат на строительство данной условной электростанции. Примерно представим, каким он может быть на строительство газовой ТЭС, производящей 1 млрд кВтч электроэнергии в год. Число часов в году – 8760. Таким образом, мощность при загрузке станции (*коэффициенте использования установленной мощности, КИУМ*; в англоязычной версии – *capacity factor*), равной 100%, должна составить $1 \text{ млрд кВтч} / 8760 \text{ ч} = 114\,155$ кВт. Разумеется, 100%-ная загрузка практически невозможна, обычная величина КИУМ для ТЭС составляет около 80%. Таким образом, мощность станции составит $114155 / 0,8 = 142\,694$ кВт, округлённо 140 тыс. кВт, или 140 МВт.

Движение денежных средств по проекту, млн руб.

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	Всего
Выручка от реализации продукции	0	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	20 000
Операционные затраты, в т.ч.	0	-1 200	-1 200	-1 200	-1 200	-1 200	-1 200	-1 200	-1 200	-1 200	-1 200	-12 000
Переменные	0	-900	-900	-900	-900	-900	-900	-900	-900	-900	-900	-9 000
Постоянные	0	-300	-300	-300	-300	-300	-300	-300	-300	-300	-300	-3 000
Чистый операционный поток денежных средств (простой)	0	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	8 000
Инвестиционные затраты	-7 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-7 000
Чистый поток денежных средств (простой)	-7 000	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	1 000
То же, накопленный	-7 000	-6 200	-5 400	-4 600	-3 800	-3 000	-2 200	-1 400	-600	200	1 000	1 000

В среднем затраты на строительство станции могут составить 50 тыс. руб. на 1 кВт установленной мощности. Таким образом, общий объём инвестиционных затрат должен получиться равным $140 \text{ тыс.} \times 50 \text{ тыс.} = 7000 \text{ млн руб.}$, или 7 млрд руб.

Итак, основные параметры проекта:

- Инвестиционные затраты – 7000 млн руб. (также для простоты предположим пока, что они осуществлены, а электростанция построена «мгновенно»);
- Объём производства (равный объёму продаж) электроэнергии – 1 млрд (1000 млн) кВтч в год;

Операционные затраты:

- Постоянные – 300 млн руб./год;
- Переменные – 900 млн руб./год (1,5 руб./кВтч);
- Всего – 1200 млн руб./год.

Рассмотрим движение денежных средств по проекту на интервале (горизонте планирования), равном 10 лет, представим их в виде таблицы (табл. 1). Допустим также, что все цены (2 руб./кВтч) и, соответственно, поступления, а также затраты на этом промежутке времени стабильны.

Мы видим, что ежегодный чистый поток денежных средств (ЧПДС) на эксплуатационной стадии проекта равен 800 млн руб. По итогам 10 лет накопленный ЧПДС составит 1000 млн руб.

Итоговые финансовые показатели, рассчитываемые далее по величине и динамике денежного потока:

- Простой срок окупаемости (simple payback period);
- Возврат инвестиций, доходность инвестиций (return on investment, ROI);
- Внутренняя норма доходности, ВНД (internal rate of return, IRR) на данном интервале времени;
- Чистая приведённая стоимость (net present value, NPV) при данной ставке дисконтирования (discount rate) и на данном интервале времени.
- Дисконтированный срок окупаемости (discounted payback period) при данной ставке дисконтирования.

Простой срок окупаемости рассчитывается достаточно просто и виден из таблицы и графика (рис. 1) – он наступает на 9-м году с момента запуска электростанции в эксплуатацию, когда накопленный денежный поток проекта преодолевает нулевую отметку.

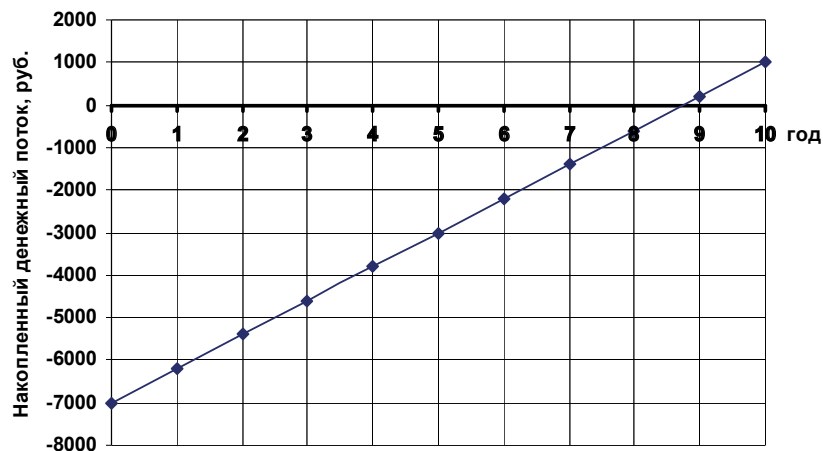


Рис. 1. Динамика накопленного чистого денежного потока по проекту

В данном случае с момента запуска в эксплуатацию, ежегодный чистый приток денежных средств, получился равным 800 млн руб. при объёме инвестиций (первоначального оттока денежных средств), в 7000 млн руб. Простой срок окупаемости в этом случае составит $7000/800 = 8,75$ лет.

Доходность, или возврат инвестиций (именно этот показатель правильнее всего было бы назвать рентабельностью проекта), вычисляется как отношение годового чистого потока денежных средств к объёму инвестиций. В нашем случае первое равно 7000 млн руб., второе – 800 тыс. руб.; соответственно, доходность инвестиций составит $(800/7000) \times 100\% = 11,4\%$ годовых.

Для определения же внутренней нормы доходности проекта следует вернуться к пояснению упомянутого выше понятия *дисконтирования* денежного потока. Одно из определений дисконтирования: «определение стоимости денежного потока путём приведения стоимости всех выплат к определённому моменту

времени». Проще можно сказать, что это обесценение денег во времени – рубли, полученный завтра, стоит дешевле, чем полученный сегодня, а полученный послезавтра – дешевле, чем завтра. То же можно сказать и об уплаченном руб. Это понятно и на интуитивном уровне. Деньги действительно обесцениваются и «теряются» при определённых обстоятельствах. Дисконтирование можно рассматривать и как интегральное количественное представление о рисках проекта и обесценении будущих доходов; чем выше риски (самого разного уровня и характера), тем сильнее надо дисконтировать прогнозируемый денежный поток. Дисконтирование – понятие, обратное *капитализации*, и есть смысл начинать именно с неё для более чёткого понимания сущности дисконтирования.

Допустим, мы помещаем в банк 1 руб. по ставке 10% годовых. В простом случае это означает ежегодный приток денежных средств в 0,10 руб. Через 1 год сумма нашего депозита составит 1,10 руб. Теперь допустим, что мы сохраняем наши средства в банке, и во 2-й год процент начисляется уже на сумму 1,10 руб., т.е. происходит капитализация нашего вклада. В результате по итогам второго года на нашем депозите будет $1,10 \times (1 + 10\%) = 1,21$ руб.; приток денежных средств – 0,21 руб. В третий год, соответственно, наша сумма составит $1,21 \times (1 + 10\%) = 1,33$ руб.; приток 0,33 руб.; и т.д. Ставку в 10% годовых в нашем случае можно назвать ставкой капитализации, а показатель, на который надо умножить «сегодняшний» руб., чтобы определить его стоимость в некотором будущем году – коэффициентом капитализации. Для 1-го года он составит 1,10, для 2-го – 1,21, для 3-го – 1,33, и т.д. В общем случае формула капитализации (капитализированного денежного потока или притока денежных средств) может быть представлена как:

$$CF_{\text{cap}} = CF_n \times (1+i)^n, \quad (1)$$

где CF_{cap} – капитализированный денежный поток в n-ном году (периоде), CF_n – номинальный (или простой) денежный поток в n-ном году (периоде) (в нашем случае равный 1руб. \times 10% = 0,10 руб.), i – ставка капитализации для данного года (периода), n – порядковый номер года (периода).

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	Всего
Инвестиции (отток)	-1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1 000
Приток	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1 500
Чистый поток денежных средств (простой)	-1 000	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	500
То же, накопленный	-1 000	-850	-700	-550	-400	-250	-100	50	200	350	500	500
Ставка дисконтирования		10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	
Коэффициент дисконтирования	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39	
Чистый поток денежных средств (дисконтированный)	-1 000	136	124	113	102	93	85	77	70	64	58	-78
То же, накопленный	-1 000	-864	-740	-627	-525	-431	-347	-270	-200	-136	-78	-78

Также можно сказать, что руб. сегодня будет стоить 1,10 руб. через год, 1,21 руб. через 2 года, 1,33 руб. через 3 года и т.д. Это своего рода «курс сегодняшнего руб.» относительно «руб. в будущем», в тот или иной его период, сегодняшний руб., выраженный в будущих руб. Соответственно, мы можем решить и обратную задачу – вычислить «курс будущего руб.» в какой-то период времени относительно сегодняшнего руб., выразить будущие деньги через настоящие. В этом случае, например, 1 руб. через год равен $1/1,10 = 0,91$ сегодняшних руб., 1 руб. через 2 года – $1/1,21 = 0,83$ сегодняшних руб., 1 руб. через 3 года – $1/1,33 = 0,75$ сегодняшних руб., и т.д. Иными словами, мы определяем, насколько руб. обесценится спустя определённый промежуток времени при данной ставке. Это же можно пояснить на простом примере – с позиций снижения покупательной способности со временем. Если некий товар сегодня стоит 10 руб., а через 5 лет – 20 руб., это значит, что 1 руб. через 5 лет стоит 50 сегодняшних копеек.

И, в данном случае, мы говорим уже о **ставке дисконтирования (discount rate)**, при которой мы определяем величину денежного потока в каждый период времени относительно нынешнего момента. Допустим, она равна те же 10% годовых. Мы действуем аналогичным образом, что и при расчёте капитализации. Сколько будет стоить в «сегодняшних руб.» 1 руб. через 1 год, вычисляется умножением 1 руб. уже на **коэффициент дисконтирования (discount factor)** для данного года, определяемый при ставке 10% как $1/(1 + 10\%) = 0,91$ (т.е. вместо процедуры умножения применяем процедуру деления). Отсюда 1 руб. через год, приведённый к стоимости нынешнего руб., будет стоить 91 копейку. А сколько 1 руб. будет стоить через 2 года? Коэффициент дисконтирования через 2 года составит уже $0,91/(1 + 10\%) = 0,83$, и 1 руб. через 2 года будет стоить нынешние 83 копейки; через 3 года, соответственно, $0,83/(1 + 10\%) = 0,75 = 75$ копеек. И т.д. Результат тот же, что и при делении 1 на показатель капитализации, и именно величиной, обратной капитализации, он и является. Или, в привязке к стартовой точке, коэффициент дисконтирования при ставке дисконтирования 10% годовых для 2-го года составит $1/(1 + 10\%)^2 = 0,83$, для 3-го: $1/(1 + 10\%)^3 = 0,75$, для 4-го: $1/(1 + 10\%)^4 = 0,68$; и т.д.

Таблица 3.

Расчёт дисконтированного срока окупаемости при ставке 10%, руб.

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год	12 год	Всего
Инвестиции	-1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Приток	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Чистый поток денежных средств (простой)	-1 000	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
То же, накопленный	-1 000	-850	-700	-550	-400	-250	-100	50	200	350	500	650	800	950
Ставка дисконтирования		10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	
Коэффициент дисконтирования		0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39	0,35	0,32	
Денежный поток (дисконтированный)	-1 000	136	124	113	102	93	85	77	70	64	58	53	48	22
То же, накопленный	-1 000	-864	-740	-627	-525	-431	-347	-270	-200	-136	-78	-26	22	22

Таблица 4.

Расчёт дисконтированного срока окупаемости проекта, руб.

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	Всего
Инвестиции	-1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1 000
Приток	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1 500
Чистый поток денежных средств (простой)	-1 000	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	500
То же, накопленный	-1 000	-850	-700	-550	-400	-250	-100	50	200	350	500	500
Ставка дисконтирования		8,15%	8,15%	8,15%	8,15%	8,15%	8,15%	8,15%	8,15%	8,15%	8,15%	8,15%
Коэффициент дисконтирования		0,92	0,85	0,79	0,73	0,68	0,62	0,58	0,53	0,49	0,46	
Денежный поток (дисконтированный)	-1 000	139	128	119	110	101	94	87	80	74	69	0
То же, накопленный	-1 000	-861	-733	-614	-505	-403	-310	-223	-143	-69	0	0

В общем случае формула дисконтированного денежного потока может быть представлена следующим выражением:

$$CF_{dn} = CF_n / (1+i)^n, \quad (2)$$

где CF_{dn} – дисконтированный денежный поток в n-ном году (периоде), CF_n – номинальный (простой) денежный поток в n-ном году (периоде), i – ставка дисконтирования для данного года (периода), n – порядковый номер года (периода). Предположим, в некое предприятие вложено 1000 руб. с доходностью инвестиций 15% годовых. Таким образом, ежегодный приток денежных средств (простой, без капитализации) для нас составит 150 руб. Понятно, что простой срок окупаемости для нас составит $1000/150 = 6,7$ лет, а за 10 лет чистый поток денежных средств составит $150 \times 10 - 1000 = 500$ руб. При дисконтировании денежного потока по ставке 10% мы получаем существенно худший результат (см.табл. 3).

Дисконтированный чистый денежный поток при данной ставке дисконтирования составит за 10 лет –78 руб. (приток 922 руб. при инвестициях 1000 руб.) – проект на 10-летнем данном интервале не окупается; для его окупаемости потребуется срок около 11,5 лет. Повторяемся, это происходит за счёт того, что реальная покупательная способность единицы наших будущих доходов снижается в определённом заданном нами темпе, на определённый процент за период.

Какой должна быть ставка дисконтирования, решает сам инициатор проекта (разработчик бизнес-плана и финансовой модели), хотя в ряде случаев можно встретить рекомендации на этот счёт. К данному вопросу мы ещё вернёмся.

Следующая задача носит обратный характер – определить, какой должна быть ставка дисконтирования, чтобы чистый поток денежных средств на данном интервале времени (в нашем случае – 10 лет) был равен нулю, т.е. чтобы дисконтированный срок окупаемости проекта составил данные 10 лет? Иными словами, какие темпы обесценения будущих доходов задать с тем, чтобы проект за данный период окупился – реально, а не номинально (чтобы приток денежных средств сравнялся с оттоком с учётом снижения реальной покупательной способности будущих поступлений). Можно решить её с помощью расчётов или подбора. Результат составит 8,15% (табл. 4).

Таблица 5.

Расчёт ВНД (IRR) проекта на интервале 10 лет

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	Всего
Чистый поток денежных средств (простой) (из табл.1)	-7 000	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	1 000
То же, накопленный	-7 000	-6 200	-5 400	-4 600	-3 800	-3 000	-2 200	-1 400	-600	200	1 000	1 000
Ставка дисконтирования		2,51%	2,51%	2,51%	2,51%	2,51%	2,51%	2,51%	2,51%	2,51%	2,51%	
Коэффициент дисконтирования		0,98	0,95	0,93	0,91	0,88	0,86	0,84	0,82	0,80	0,78	
Денежный поток (дисконтированный)	-7 000	780	761	743	725	707	690	673	656	640	625	7 000
То же, накопленный	-7 000	-6220	-5 458	-4 715	-3 991	-3 284	-2 594	-1 921	-1 265	-625	0	0

Таблица 6.

Расчёт ВНД (IRR) проекта на интервале 20 лет

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	...	17 год	18 год	19 год	20 год	Всего
Чистый поток денежных средств (простой)	-7 000	800	800	800	...	800	800	800	800	9 000
То же, накопленный	-7 000	-6 200	-5 400	-4 600	...	6 600	7 400	8 200	9 000	9 000
Ставка дисконтирования		9,60%	9,60%	9,60%	...	9,60%	9,60%	9,60%	9,60%	9,60%
Коэффициент дисконтирования		0,91	0,83	0,76	...	0,21	0,19	0,18	0,16	
Денежный поток (дисконтированный)	-7 000	730	666	608	...	168	154	140	128	0
То же, накопленный	-7 000	-6 270	-5 604	-4 997	...	-422	-268	-128	0	0

Таблица 7.

Расчёт ВНД (IRR) проекта на интервале 25 лет

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Чистый поток денежных средств (простой)	-7 000	800	800	800	...	800	800	800	13 000
То же, накопленный	-7 000	-6 200	-5 400	-4 600	...	10 600	12 200	13 000	13 000
Ставка дисконтирования		10,48%	10,48%	10,48%	...	10,48%	10,48%	10,48%	
Коэффициент дисконтирования		0,91	0,82	0,74	...	0,11	0,09	0,08	
Денежный поток (дисконтированный)	-7 000	724	655	593	...	89	73	66	0
То же, накопленный	-7 000	-6 276	-5 621	-5 027	...	-220	-67	0	0

Именно эта величина и определяется как *внутренняя норма доходности (ВНД)* проекта, или, в англоязычной версии, *internal rate of return (IRR)* – ставка дисконтирования денежного потока, при которой дисконтированный денежный поток на данном временном интервале равен нулю, т.е., при которой на данном временном интервале наступает окупаемость проекта. В приведённом выше случае она составляет 8,15% с *обязательной оговоркой – на интервале времени (горизонте планирования)*, равном 10 лет. На более длительном интервале окупаемость будет выше, а на более коротком интервале времени – ниже. Эту величину можно рассматривать как показатель доходности и финансовой устойчивости проекта к рискам на данном отрезке времени; чем выше ВНД, тем доходнее и устойчивее проект.

Возвращаясь к нашему примеру с газовой ТЭС (табл.1), ВНД в его случае составит на 10-летнем интервале всего 2,51% (табл. 5).

Хотя это условный пример, мы старались сделать его более или менее приближенным к реальным экономическим параметрам электростанции. И полученный результат является вполне естественным. Электростанции – как правило, долгосрочные проекты, которые следует рассматривать на более длительных интервалах времени. В нашем примере за 20 лет ВНД проекта составит уже 9,6% (табл. 6), а за 25 лет – чуть менее 10,5% (табл. 7).

Что касается *чистой приведённой стоимости (net present value, NPV)* проекта, то это величина дисконтированного денежного потока на данном интервале времени и при данной ставке дисконтирования. Этот показатель часто демонстрируют, забывая при этом (или просто не понимая смысла NPV) сделать необходимые оговорки о ставке дисконтирования и рассматриваемом временном отрезке, без которых данный показатель ни о чём не говорит.

Как задать ставку дисконтирования (равно, как и промежуток времени) для расчёта NPV – отдельный вопрос. Она должна учитывать особенности и риски данного конкретного проекта. Для достаточно крупных и долгосрочных инвестиционных проектов она будет высокой, во всяком случае, двузначной величиной, заведомо превышающей либо существенно превышающей, например, ставки по государственным ценным бумагам, банковским депозитам и тому подобным вложениям, традиционно считающимся низко рискованными. Более или менее адекватной величиной можно считать ставку дисконтирования, равную 20%–25%, а проект, подобный проекту строительства крупной электростанции, рассматривать на отрезке времени в 20–50 лет.

Остановимся немного подробнее на выборе ставки дисконтирования. Существует ряд методов её определения, в значительной степени – субъективных, основанных на понимании характера и величины рисков проекта его инициаторами, инвесторами, экспертами. В общем случае, она равна:

$$R_d = R_0 + R_i, \quad (3)$$

где R_d – ставка дисконтирования, R_0 – ставка безрисковой доходности, R_i – суммарная ставка всех инвестиционных рисков.

В качестве R_0 можно использовать ставку доходности по государственному ценным бумагам, ставку рефинансирования (учётную ставку, ключевую ставку) Центробанка, ставки по депозитам крупнейших банков. В условиях современной России безрисковую ставку в руб. можно оценить в величину 5%–10%, в среднем 7,5%.

Следующий достаточно очевидный показатель, закладываемый в расчёт ставки дисконтирования – инфляция. Допустим, мы, также сообразуясь с современными условиями России, определяем её в 5%. С учётом этих двух факторов ставка дисконтирования уже составит $7,5\% + 5\% = 12,5\%$.

В расчёт ставки дисконтирования могут закладываться также такие параметры, как доля привлечённого капитала в проект и, соответственно, цена этого капитала; разного рода специфические риски проекта; наконец, ставка зависит от горизонта планирования – чем он дальше, чем долгосрочнее проект, тем она выше.

В итоге для проектов в ВИЭ мы, как уже отмечалось выше, выходим на ставку порядка 20% и выше.

Одна из рекомендаций по ставке дисконтирования – от компании «Альт-Инвест» [Манагаров...], включает следующие ситуации:

- Производственный проект (поддерживающий производство) – 18%;
- Проект расширения производства – 21%;
- Проект выхода на новые рынки – 24%;
- Проект создания нового продукта – 27%;
- Проект, означающий создание новой отрасли – 30%.

В нашем случае проект с большим трудом «втискивается» в условия, при которых NPV при ставке дисконтирования всего 10% на отрезке времени в 25 лет составит положительную величину (262 млн руб.); окупаемость при этом наступает на 22-м году реализации проекта (табл. 8).

Таблица 8.

Расчёт NPV проекта на интервале 25 лет при ставке дисконтирования 10%

Показатель	0 год	1 год	2 год	...	20 год	21 год	22 год	23 год	24 год	25 год	Всего
Чистый поток денежных средств (простой)	-7 000	800	800	...	800	800	800	800	800	800	13 000
То же, накопленный	-7 000	-6 200	-5 400	...	9 000	9 800	10 600	11 400	12 200	13 000	13 000
Ставка дисконтирования		10,00%	10,00%	...	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
Коэффициент дисконтирования		0,91	0,83	...	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	
Дисконтированный денежный поток (NPV проекта)	-7 000	727	661	...	119	108	98	89	81	74	262
То же, накопленный	-7 000	-6 273	-5 612	...	-189	-81	17	107	188	262	262

Таблица 9.

Расчёт ВНД (IRR) проекта на интервале 25 лет, при повышении цены реализации с 2,0 руб. до 2,1 руб./кВтч

Показатель	0 год	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Чистый поток денежных средств (простой)	-7 000	900	900	900	...	900	900	900	15 500
То же, накопленный	-7 000	-6 100	-5 200	-4 300	...	13 700	14 600	15 500	15 500
Ставка дисконтирования		12,12%	12,12%	12,12%	...	12,12%	12,12%	12,12%	
Коэффициент дисконтирования		0,89	0,80	0,71	...	0,07	0,06	0,06	
Денежный поток (дисконтированный)	-7 000	803	716	639	...	65	58	52	0
То же, накопленный	-7 000	-6 197	-5 481	-4 843	...	-109	-51	0	0

И это также, повторимся, несмотря на условность примера, характерно для крупных энергетических проектов и инфраструктурных проектов в целом. Также очевидно, что изменить или даже существенно изменить расчётные финансовые показатели проекта к лучшему можно с помощью сравнительно «лёгкой» корректировки некоторых исходных допущений, что, в свою очередь, широко применяется на практике для изготовления и представления потенциальному инвестору красивых презентаций проектов. При желании, «нарисовать», конечно же, можно сколь угодно привлекательные показатели.

Например, выше мы закладывали цены реализации продукции (продажи электроэнергии) в 2 руб./кВтч. Если мы заложим цены всего на 10 копеек выше – 2,1 руб./кВтч, оставив прочие показатели неизменными, это даст нам ежегодную выручку от реализации уже не 2000 млн руб., а 2100 млн руб. и ежегодный чистый поток денежных средств на эксплуатационной стадии не 800 млн, а 900 млн руб.

Рассчитаем теперь на этих условиях ВНД проекта на 25-летнем интервале и его NPV на том же интервале при ставке дисконтирования 10%.

Первый показатель составит уже не 10,5% (табл. 7), а 12,1% (табл. 9), а второй – не 262 млн (табл. 8), а 1169 млн, а окупаемость проекта наступает не на 22-м, а на 16-м году с момента начала работы электростанции (табл. 10).

В связи с этим, целесообразно прорабатывать разные сценарии при разных значениях исходных допущений, проводя *анализ чувствительности* проекта к изменениям тех или иных вводных параметров.

Кроме того, проект может выйти действительно на более привлекательные финансовые показатели благодаря тем или иным мерам поддержки проекта со стороны государства. В частности, в энергетике одним из ключевых механизмов поддержки являются договоры продажи мощности (ДПМ), предполагающие, по сути, компенсацию инвестору инвестиционных затрат.

В любом случае, проект обладает множеством финансовых нюансов, которые необходимо учитывать; выше же приводится принципиальная схема расчёта основных его финансовых показателей.

Таблица 10.

Расчёт NPV проекта на интервале 25 лет при ставке дисконтирования 10%, при повышении цены реализации с 2,0 до 2,1 руб./кВтч

Показатель	...	16 год	17 год	18 год	19 год	20 год	21 год	22 год	23 год	24 год	25 год	Всего
Чистый поток денежных средств (простой)	...	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	15 500
То же, накопленный	...	7 400	8 300	9 200	10 100	11 000	11 900	12 800	13 700	14 600	15 500	15 500
Ставка дисконтирования	...	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
Коэффициент дисконтирования	...	0,22	0,20	0,18	0,16	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	
Дисконтированный денежный поток (NPV проекта)	...	196	178	162	147	134	122	111	101	91	83	1 169
То же, накопленный	...	41	219	381	528	662	784	894	995	1 086	1 169	1 169

Перейдем теперь к расчету финансово-экономических показателей проекта на более сложном примере, отойдя от идеальной схемы ближе к реальности. Начнём с того, что предприятие платит налоги. Основные — это налог на добавленную стоимость (НДС), налог на прибыль, налог на имущество, земельный налог, социальные платежи и отчисления. В связи с этим, взгляд на рассмотренную выше «идеальную», упрощённую модель, сразу вызовет вопросы:

- цены, поступления и затраты указаны с НДС или без НДС;
- какова структура наших затрат, в частности, какая доля приходится на оплату труда персонала и, далее учтена она с социальными отчислениями или без них;
- какова структура и схема финансирования на инвестиционной стадии проекта, источники финансирования (собственные средства, банковский кредит, лизинг и т.д.);
- структура основных средств предприятия и нормы амортизации;
- и т.д.

Выше мы это всё оставили за скобками, чтобы сразу не перегружать схему «излишними» подробностями, а изложить основные принципы. Сейчас рассмотрим её с учётом хотя бы некоторых из данных параметров и примем следующие допущения:

- ставка НДС — 18%;
- социальные отчисления с заработной платы — 30,2%;
- ставка налога на прибыль — 20%;
- ставка налога на имущество — 2,2%;
- ставка земельного налога — 1,5%;
- в структуре постоянных затрат (300 млн руб.) оплата труда составляет 200 тыс. руб., прочие затраты — 100 тыс. руб.;
- в структуре инвестиционных затрат (7000 млн руб.) на оборудование приходится 4000 млн руб., на здания, сооружения и инфраструктуру — 2000 млн руб., на покупку земли — 1000 млн руб.;
- все инвестиционные затраты осуществляются за счёт собственных средств инвестора (инициатора проекта); все основные средства находятся на балансе его предприятия;

- Нормы амортизации: для зданий и сооружений — 2,0%; для оборудования — 5,0%; используется линейная амортизация.
- Срок строительства электростанции — 1 год;
- Цены в течение всего горизонта планирования постоянны;
- Горизонт планирования составляет 25 лет.

Финансовую модель проекта будем составлять поэтапно, «наращивая» и усложняя приведённую ранее, за счёт новых параметров. Также отметим, что при составлении такой модели необходим учёт дробной временной разбивки — по кварталам или даже месяцам. В нашем случае для простоты будем делить на интервалы длиной в год. Также для простоты допустим, что налоговые платежи в бюджет, а также возврат налогов из бюджета осуществляются в тот же период (год), когда они были начислены. Напоминаем, что в данном случае 1-й год реализации проекта — строительство электростанции, в течение которого ни выручки, ни операционных затрат у предприятия пока нет. Итак, на эксплуатационной стадии проекта электростанция продаёт электроэнергию на рынке в количестве 1000 МВт в год (равномерно в течение года) по цене 2 руб./кВтч; общая годовая выручка от реализации составляет 2000 млн руб./год. С этой суммы уплачивается НДС и разумно сразу провести выделение НДС из общей суммы выручки и, далее затрат. При цене реализации 2,0 руб./кВтч выручка составит 2000 млн руб. в год, а при НДС, равном 18%, она, «очищенная» от НДС, составит $2000/1,18 = 1695$ руб в год (табл. 11).

Далее рассмотрим операционные затраты — переменные и постоянные (табл. 12). В данном случае, также выделим составляющую, связанную с НДС, а также с социальными отчислениями по оплате труда. В последующем это понадобится для расчёта сумм уплаты НДС в бюджет/получения НДС из бюджета, а расчёта налогооблагаемой базы для налога на прибыль и, соответственно, расчёта суммы налога на прибыль. Напоминаем, что в нашем примере переменные затраты ограничиваются затратами на энергоноситель и составляют 900 млн руб. в год (0,3 м³ газа на производство 1 кВтч; соответственно, 300 млн м³ газа на производство 1 млрд кВтч при цене на газ 3 руб./м³). Эта сумма включает уплаченный НДС в размере $900 - 900/1,18 = 900(1 - 1/1,18) = 900((1,18 - 1)/1,18) = 900 \times 0,18/1,18 = 137$ млн; сумма без НДС — 763 млн руб. Постоянные затраты в нашем примере составляют

Таблица 11.

Выручка от реализации электроэнергии, млн руб.

Показатель	ед.изм.	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Объём производства и реализации продукции	млн кВтч	0	1000	1000	...	1000	1000	1000	24 000
Цена реализации единицы продукции, с НДС	руб.	2,0	2,0	2,0	...	2,0	2,0	2,0	
Выручка от реализации продукции, с НДС	млн руб.	0	2 000	2 000	...	2 000	2 000	2 000	48 000
Ставка НДС	%	18,0%	18,0%	18,0%	...	18,0%	18,0%	18,0%	
Выручка от реализации продукции, без НДС	млн руб.	0	1 695	1 695	...	1 695	1 695	1 695	40 678
НДС к выручке от реализации	млн руб.	0	305	305	...	305	305	305	7 322

Таблица 12.

Операционные затраты, млн руб.

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Переменные затраты (с НДС)		-900	-900	...	-900	-900	-900	-21 600
Переменные затраты без НДС	0	-763	-763	...	-763	-763	-763	-18 305
НДС к переменным затратам	0	-137	-137	...	-137	-137	-137	-3 295
Постоянные затраты:								
Затраты на оплату труда (без социальных отчислений)		-200	-200	...	-200	-200	-200	-4 800
Ставка социальных отчислений	30,2%	30,2%	30,2%	...	30,2%	30,2%	30,2%	
Сумма социальных отчислений	0	-60	-60	...	-60	-60	-60	-1 450
Затраты на оплату труда (с социальными отчислениями)	0	-260	-260	...	-260	-260	-260	-6 250
Прочие постоянные затраты (с НДС)	0	-100	-100	...	-100	-100	-100	-2 400

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Прочие постоянные затраты (без НДС)	0	-85	-85	...	-85	-85	-85	-2 034
НДС к прочим постоянным затратам	0	-15	-15	...	-15	-15	-15	-366
Всего постоянные затраты (с НДС)	0	-360	-360	...	-360	-360	-360	-8 650
Постоянные затраты (без НДС)	0	-345	-345	...	-345	-345	-345	-8 283
НДС к постоянным затратам	0	-15	-15	...	-15	-15	-15	-366
Всего операционные затраты (с НДС)	0	-1 260	-1 260	...	-1 260	-1 260	-1 260	-30 250
Операционные затраты (без НДС)	0	-1 108	-1 108	...	-1 108	-1 108	-1 108	-26 589
НДС к операционным затратам	0	-153	-153	...	-153	-153	-153	-3 661

300 млн руб. Допустим, в структуре этих затрат 200 млн приходится на затраты на оплату труда (без социальных отчислений), 100 млн – прочие затраты. Затраты на оплату труда вместе с социальными отчислениями (30,2%) составят $200 \times 1,302 = 260$ млн руб. Прочие постоянные затраты (100 млн), в свою очередь, включают НДС в сумме 15 млн; затраты без НДС – 85 млн руб. Таким образом, операционные затраты без НДС составят: 763 (переменные) + 260 (оплата труда с социальными отчислениями) + 85 (прочие постоянные затраты) = 1 108 млн руб. НДС к операционным затратам составит: 137 (НДС к переменным затратам) + 15 (НДС к прочим постоянным затратам) = 152 млн руб. Всего операционные затраты с учётом НДС составят $1108 + 152 = 1260$ млн руб. в год.

Теперь переходим к расчёту инвестиционных затрат. Как мы условились выше, в сумме (с учётом НДС) они составляют 7000 млн руб., из которых 4000 млн руб. – оборудование, 2000 млн руб. – здания и сооружения, 1000 млн руб. – земля. Проведя вычисления, аналогичные приведённым выше для операционных затрат, получаем (табл.13):

Инвестиционные затраты без НДС – 5932 млн руб.

НДС к инвестиционным затратам – 1068 млн руб.

Таблица 13.

Инвестиционные затраты, млн руб.

Показатель	1 год	...	Всего
Инвестиционные затраты (с НДС)	-7 000	...	-7 000
Оборудование	-4 000	...	-4 000
Здания и сооружения	-2 000	...	-2 000
Земля	-1 000	...	-1 000
Инвестиционные затраты (без НДС):	-5 932	...	-5 932
Оборудование	-3 390	...	-3 390
Здания и сооружения	-1 695	...	-1 695
Земля	-847	...	-847
НДС к инвестиционным затратам	-1 068	...	-1 068

Движение денежных средств по НДС, млн руб.

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
НДС к выручке от реализации продукции	0	305	305	...	305	305	305	7 322
НДС к затратам:	-1 068	-153	-153	...	-153	-153	-153	-4 729
Операционным	0	-153	-153	...	-153	-153	-153	-3 661
Инвестиционным	-1 068	0	0	...	0	0	0	-1 068
Уплата НДС в бюджет (-)/возврат НДС из бюджета (+)	1 068	-153	-153	...	-153	-153	-153	-2 593

Таблица 15.

Движение денежных средств с учётом уплаты НДС, млн руб.

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Выручка от реализации (с НДС)	0	2 000	2 000	...	2 000	2 000	2 000	48 000
Операционные затраты (с НДС)	0	-1 260	-1 260	...	-1 260	-1 260	-1 260	-30 250
Инвестиционные затраты (с НДС)	-7 000	0	0	...	0	0	0	-7 000
Уплата НДС в бюджет (-)/возврат НДС из бюджета (+)	1 068	-153	-153	...	-153	-153	-153	-2 593
Денежный поток (операционный)	-5 932	587	587	...	587	587	587	8 157

Исходя из этих данных, мы можем, во-первых, рассчитать движение денежных средств по НДС (для простоты допустим, что уплата/возврат НДС совершается в тот же период, в который он начислен). НДС с реализованной продукции подлежит уплате в бюджет, НДС с затрат – возврату из бюджета, «чистый» уплаченный НДС равен сумме НДС с реализованной продукции (со знаком «-») и НДС с затрат (со знаком «+») (табл. 14).

Проведённые на данный момент расчёты дают нам возможность рассмотреть денежный поток с учётом только уплаты НДС (табл. 15), без прочих налогов. Мы можем назвать его *операционным денежным потоком*.

Также на данном этапе мы можем рассчитать величину, которую можно назвать *операционной прибылью* либо же часто, как и в ряде других случаев (см. выше) у нас без перевода используют англоязычную аббревиатуру *EBITDA*, что расшифровывается как *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (поступления до уплаты процентов, налогов и амортизации). На операционной стадии проекта годовая EBITDA равна операционному денежному потоку (табл. 16).

Таблица 16.

Расчёт операционной прибыли (EBITDA), млн руб.

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Выручка от реализации (без НДС)	0	1 695	1 695	...	1 695	1 695	1 695	40 678
Операционные затраты (без НДС)	0	-1 108	-1 108	...	-1 108	-1 108	-1 108	-26 589
EBITDA	0	587	587	...	587	587	587	14 089

Эти показатели – операционного денежного потока и операционной прибыли, можно использовать как предварительные показатели эффективности проекта, проекта «как такового», без тех или иных внешних условий, которые могут быть различными, изменчивыми и являться в ряде случаев предметом переговоров. Это аналитические показатели, «для внутреннего пользования» (говоря проще, они, как таковые, не интересуют налоговую инспекцию), важные для инициатора проекта, инвесторов, целей

управленческого учёта. Существуют свои нюансы и несколько, но несущественно, различающиеся подходы к расчёту данных показателей, при сохранении общего подхода, изложенного выше.

Далее, в соответствии с заданными выше условиями, мы должны рассчитать амортизацию имущества, размеры налоговых платежей за имущество и землю. Мы допустили линейность амортизации и нормы амортизации: для оборудования — 5,0%, для зданий и сооружений — 2,0%; т.е. ежегодно они теряют, соответственно, 5,0% и 2,0% от первоначальной стоимости. Стоимость основных активов (без НДС) является основой для расчёта налога на имущество, в случае с землёй — на землю (табл. 17). Исходим из того, что в 1-й год, приходящийся на строительство объекта, имущество ещё не введено в эксплуатацию, и уплата налога на него начинается по итогам 2-го года; земля же приобретена сразу, в начале 1-го года, и уплата налога на землю начинается по итогам 1-го года. Отметим также, что в нашем случае (при горизонте планирования 25 лет) полная амортизация оборудования происходит до завершения проекта (к концу 21-го года), и налог на него не уплачивается, при том, что де-факто оно работает.

Теперь на основе проведённых расчётов мы можем сформировать итоговые финансовые документы, характеризующие проект с финансово-экономической точки зрения, включая:

1. Отчёт о прибыли;
2. Отчёт о движении денежных средств;
3. Бухгалтерский баланс.

Это своего рода обязательный стандартный набор документов, который может и, зачастую, должен быть представлен как инвестору и/или кредитору, так и контролирующим финансовым органам. В случае с проектом, который только будет реализован, мы говорим, разумеется, не об отчётах в общепринятом смысле слова, относящихся к уже свершённым действиям, а о прогнозных отчётах.

Рассмотрим формирование основных финансово-экономических документов и представление прогнозных финансово-экономических результатов проекта.

Отчёт о прибыли в данном случае предшествует прочим. Для итогового расчёта денежного потока мы должны вначале учесть, в том числе, и налоговые платежи по налогу на прибыль. Для его расчёта нам нужны данные по сумме наших доходов без НДС

(в нашем случае они ограничены выручкой от реализации продукции) и сумме наших расходов, включая, в нашем примере: операционные затраты (без НДС), налоги на имущество и земельный. Разница (или сумма, если учитывать доходы со знаком «+», а расходы со знаком «-») между доходами и затратами является прибылью предприятия, подлежащей налогообложению (табл. 18); в нашем примере ставка налога на прибыль — 20%.

Поскольку первый год был убыточным, исходим из того, что в первый год налог на прибыль не уплачивается, а во второй уплачивается с учётом убытка предыдущего года: $(465 - 13) \times 20\% = 90$ млн руб. Наконец, мы можем рассчитать денежный поток проекта (табл. 19).

Как мы видим, чистый поток денежных средств отличается от чистой прибыли в сторону уменьшения, что связано с инвестиционными затратами (без НДС), не учитываемыми при расчёте прибыли: $9878 - 3946 = 5932$.

На бухгалтерском балансе проекта (предприятия) мы не будем подробно останавливаться, и опишем только в самых общих чертах, как выглядит структура баланса проекта (предприятия). Вряд ли вам когда-либо придётся составлять баланс — для этого, в любом случае, целесообразно привлечь профессионального бухгалтера либо самому стать таковым, но желательно представлять, что это такое, из чего состоит и для чего нужен не только налоговым органам, но и «внутреннему» пользователю. Знать это, хотя бы, в принципиальных моментах, в любом случае, полезно человеку, соприкасающемуся с финансово-экономической стороной реализации проекта и деятельности предприятия.

Баланс состоит из двух главных разделов:

- *Активы (assets)*, отражающие размещение средств проекта (предприятия);
- *Пассивы (liabilities)*, отражающие источники финансирования проекта (предприятия).

Говоря более простым языком, пассивы — это откуда привлечены средства (собственные средства акционеров, кредиты и займы, нераспределённая прибыль предприятия и др.), активы — куда они вложены (основные материальные активы (земля, здания, оборудование), депозиты в банках, ценные бумаги, товарные запасы, свободные средства на расчётном счёте и др.). Активы всегда равны пассивам, другой результат говорит об ошибках при составлении баланса.

Таблица 17.

Расчёт амортизации, налога на имущество и земельного налога, млн руб.

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	18 год	19 год	20 год	...	25 год	Всего
Оборудование, стоимость в начале года (табл.13)	0	3 390	3 220	...	678	508	339	...	0	
Норма амортизации, %	5,0%	5,0%			
Амортизация за год, млнруб.	0	169	169	...	169	169	169	...		3 220
Стоимость оборудования в конце года	0	3 220	3 051	...	508	339	169	...		0
Средняя стоимость оборудования за год	0	3 305	3 136	...	593	424	254	...		
Ставка налога на имущество, %	2,2%	2,2%	2,2%	...	2,2%	2,2%	2,2%	...		
Уплата налога на имущество по оборудованию, млнруб.	0	-73	-69	...	-13	-9	-6	...	0	-744
Здания и сооружения, стоимость в начале года (табл.13)	0	1 695	1 661	...	1 153	1 119	1 085	...	915	

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	18 год	19 год	20 год	...	25 год	Всего
Норма амортизации, %	2,0%	2,0%			
Амортизация, млнруб.	0	34	34	...	34	34	34	...	34	814
Стоимость зданий и сооружений в конце года	0	1 661	1 627	...	1 119	1 085	1 051	...	881	0
Средняя стоимость зданий и сооружений за год	0	1 678	1 644	...	1 136	1 102	1 068	...	898	
Ставка налога на имущество, %	2,2%	2,2%	2,2%	...	2,2%	2,2%	2,2%	...	2,2%	
Уплата налога на имущество, млнруб.	0	-37	-36	...	-25	-24	-23	...	-20	-680
Уплата налога на имущество, всего	0	-110	-105	...	-38	-34	-29	...	-20	-1 424
Стоимость земли (табл.13)	847	847	847	...	847	847	847	...	847	
Ставка земельного налога, %	1,5%	1,5%	1,5%	...	1,5%	1,5%	1,5%	...	1,5%	
Уплата земельного налога, млнруб.	-13	-13	-13	...	-13	-13	-13	...	-13	-318

Таблица 18.

Отчёт о прибыли проекта, млн руб.

Показатель	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	...	24 год	25 год	Всего
Выручка от реализации продукции (без НДС) (табл.11)	0	1 695	1 695	1 695	1 695	...	1 695	1 695	40 678
Операционные затраты (без НДС) (табл.12)	0	-1 108	-1 108	-1 108	-1 108	...	-1 108	-1 108	-26 589
Операционная прибыль (EBITDA) (табл.16)	0	587	587	587	587	...	587	587	14 089
Налог на имущество (табл.17)	0	-110	-105	-101	-96	...	-21	-20	-1 424
Земельный налог (табл.17)	-13	-13	-13	-13	-13	...	-13	-13	-318
Прибыль до уплаты налога на прибыль	-13	465	469	474	478	...	554	555	12 348
Ставка налога на прибыль, %	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	...	20,0%	20,0%	
Уплата налога на прибыль	0*	-90*	-94	-95	-96	...	-111	-111	-2 470
Чистая прибыль	-13	374	375	379	383	...	443	444	9 878

Таблица 19.

Денежный поток проекта (прогнозный отчёт о движении денежных средств проекта), млн руб.

Показатель	1 год	2 год	3 год	12 год	...	14 год	15 год	16 год	25 год	Всего
	Приток денежных средств									
Выручка от реализации продукции (с НДС)	0	2 000	2 000	2 000	...	2 000	2 000	2 000	...	48 000
Отток денежных средств										
Операционные затраты (с НДС)	0	-1 260	-1 260	-1 260	...	-1 260	-1 260	-1 260	...	-30 250
Инвестиционные затраты (с НДС)	-7 000	0	0	0	...	0	0	0	...	-7 000
Уплата НДС в бюджет (-)/ возврат НДС из бюджета (+)	1 068	-153	-153	-153	...	-153	-153	-153	...	-2 593
Налог на имущество	0	-110	-105	-65	...	-56	-51	-47	...	-1 424
Земельный налог	-13	-13	-13	-13	...	-13	-13	-13	...	-318
Налог на прибыль	0	-90	-94	-102	...	-104	-105	-105	...	-2 470
Чистый поток денежных средств	-5 945	374	375	408	...	415	418	422	...	3 946
То же, накопленный	-5 945	-5 571	-5 195	-1 656	...	-830	-412	10	...	3 946

Стандартный формат баланса представлен в таблице 20.

Таблица 20.

Стандартная структура баланса

Активы	Пассивы
1. Внеоборотные активы (основные активы, основные средства)	3. Капитал и резервы
2. Оборотные активы (текущие активы)	4. Долгосрочные обязательства
	5. Краткосрочные обязательства
Итого активы (1+2)	Итого пассивы (3 + 4 + 5)

Итоговая сумма (активы = пассивы) называется итогом или *валютой баланса*.

На старте проекта (в начале работы предприятия (проектной компании), в момент его основания), на условной «нулевой отметке» баланс и будет «нулевым», либо, например, представлен в виде двух заполненных строк (табл. 21):

Таблица 21.

Баланс проекта (предприятия) на старте

Статьи баланса	Сумма, млн руб.
Активы	
Внеоборотные активы	0
Оборотные активы:	7 000
Денежные средства предприятия (на расчётном счёте)*	7 000
Итого активы	7 000
Пассивы	
Капитал и резервы:	
Собственные средства акционеров (инвесторов) (учредительный капитал предприятия)*	7 000
Долгосрочные обязательства	0
Краткосрочные обязательства	0
Итого пассивы	7 000

*Допустим для простоты, что инвесторы проекта (учредители предприятия) сразу создали компанию с уставным капиталом в размере предстоящих инвестиционных затрат исключительно за счёт собственных средств и сразу разместили все эти средства на расчётном счёте предприятия. К концу первого года, когда приобретена земля под строительство объекта, объект построен (но, допустим, ещё не сдан в эксплуатацию), и деньги на его строительство потрачены, уплачены некоторые налоги, структура и валюта баланса несколько меняются (табл. 22).

Таблица 22.

Примерная структура баланса проекта к концу 1-го года

Статьи баланса	Сумма, млн руб.
Активы	
Внеоборотные активы	5 932
Земля	847
Незавершённое строительство	5 085
Оборотные активы:	1 068
Денежные средства предприятия (на расчётном счёте)*	1 068
НДС по приобретённым ценностям	1 068
Прочие оборотные активы	13
Итого активы	7 013
Пассивы	
Капитал и резервы:	
Собственные средства акционеров	7 013
Долгосрочные обязательства	0
Краткосрочные обязательства	0
Итого пассивы	7 013

К концу второго года объекты уже введены в эксплуатацию, отработали этот год, произошла их частичная амортизация; предприятие продаёт продукцию, получает прибыль, платит налоги – соответственно, структура баланса и далее меняется и усложняется. В частности, в нашем случае в структуре активов объекты из раз-

ряда «незавершённое строительство» переходят в разряд объектов, пущенных в эксплуатацию, далее их стоимость падает на величину амортизации (табл. 17), растёт сумма денежных средств на счёте предприятия, возможно появление таких позиций, как складские запасы, дебиторская задолженность и т.д.; в структуре пассивов появляется нераспределённая прибыль предприятия (как источник денежных средств), возможно, кредиторская задолженность и т.д.

Бухгалтерский баланс имеет смысл не только для контролирующих органов, но и для внутреннего пользователя. Для финансово-экономического анализа проекта (предприятия) он важен наряду с отчётом (прогнозом) прибыли и движения денежных средств. По его структуре и итогу мы также можем судить о финансовом состоянии проекта, его устойчивости и использовать баланс в качестве, например, одной из отправных точек для оценки стоимости предприятия (например, через расчёт его чистых активов, представляющих собой разницу между активами и обязательствами предприятия).

В данном случае, составляя отчёт о прибыли, о движении денежных средств и бухгалтерский баланс, мы опирались на принципиальную схему и преследовали цель, прежде всего, раскрыть сущность понятий и процессов.

Если говорить о представлении отчётов в налоговые органы, у них существуют свои утверждённые формы этих документов (бухгалтерского баланса, отчёта о прибыли, отчёта о движении денежных средств, отчёта о движении капитала и др.). Они несколько отличаются от представленных выше. Более того, требования по отчётности могут различаться в зависимости от статуса предприятия. Кроме того, существуют различные правила и стандарты финансовой отчётности (РСБУ — российские стандарты бухгалтерского учёта, МСФО — международные стандарты финансовой отчётности).

Также, в зависимости от требований официальных органов, инвесторов и других контрагентов, затраты и поступления могут группироваться различным образом. Например, затраты и поступления часто разбивают на три группы: 1) по инвестиционной деятельности; 2) по операционной деятельности; 3) по финансовой деятельности.

Однако общие схемы и принципы сохраняются и, как правило, трансформация в зависимости от внешних требований

финансовой отчётности из одной формы в другую является вполне разрешимой задачей.

Возвращаясь к нашему проекту и его финансовым показателям, рассчитанным в разделах 1.2. и данном, отметим, что наши допущения, несмотря на некоторое усложнение по сравнению с самой простой схемой, рассмотренной в разделе 1.1., всё равно представляют картину, более простую, чем обычно встречается в реальной жизни.

В частности, мы упростили проект, введя неизменность цен на продукцию. Если бы мы заложили некоторый рост цен (например, на 5%–10% в год), это могло бы заметно улучшить финансовые показатели проекта.

Также очевидно, что график строительства объекта и движения денежных средств на инвестиционной стадии будет, скорее всего, существенно сложнее. Кроме того, в реальной жизни необходимо учесть первичные затраты на оборотные средства, необходимые для начала работы производства. Помимо этого, редка ситуация, когда проект финансируется полностью за счёт средств инвестора — значительная часть затрат осуществляется за счёт кредитов, лизинга оборудования, в ряде случаев — тех или иных субсидий и других ресурсов, привлечённых извне.

Это меняет финансовые показатели проекта, в том числе — прибыль и денежный поток, за счёт появления дополнительных статей затрат и поступлений, изменений в налогооблагаемой базе и т.п.

Например, привлечение заёмных средств или получение оборудования в лизинг означает выплаты процентов, что увеличивает расходы. С другой стороны, кредитные и лизинговые платежи включаются в расходы, что снижает налогооблагаемую базу и, соответственно, снижает налог на прибыль — это частично компенсирует дополнительные затраты предприятия. Кроме того, при лизинге оборудование находится на балансе лизингодателя, что избавляет лизингополучателя от выплат налога на данное имущество. Также возможно использование ускоренной схемы амортизации, что также снижает расходы на выплату налога на имущество. И так далее.

Однако, повторимся, это не меняет принципиальной схемы расчёта финансовых показателей проекта, просто добавляет некоторые новые строки в статьи затрат и поступлений.

Вы можете, используя вышеприведённые примеры и/или реальные проекты, с которыми работаете, самостоятельно «поиграть» теми или иными цифрами и исходными допущениями, статьями поступлений и затрат для совершенствования собственных навыков расчётов экономики проекта и отработки различных сценариев, анализа чувствительности проекта.

Более того, на первом этапе необходим именно такой несколько упрощённый подход, при котором проект представлен «таким, как есть». И, представляя проект в таком виде, можно вести переговоры с потенциальными инвесторами и кредиторами о привлечении средств. Тем более, требования, которые предъявляют они (например, процентная ставка, по которой банк может дать кредит или лизинговая компания предоставить в лизинг оборудование, и другие условия), мы пока не знаем, они являются предметом переговоров.

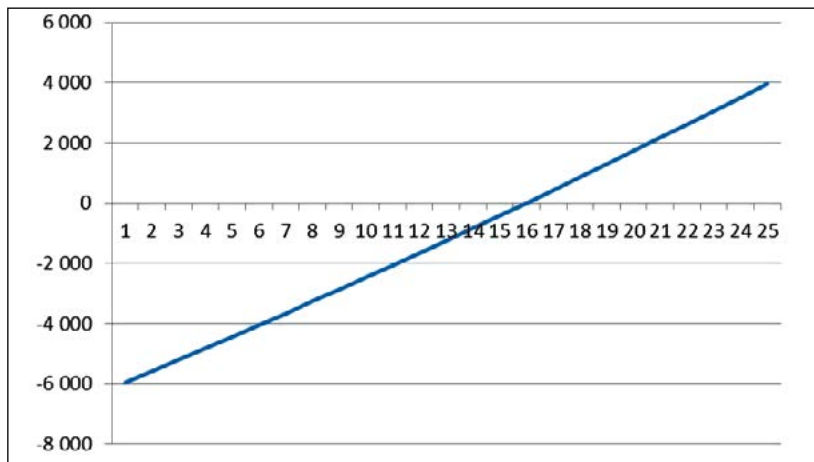


Рис. 2. Динамика накопленного чистого потока денежных средств по проекту, млн руб.

Далее же, исходя из этих условий, мы можем оценить, способен ли проект выдержать данную нагрузку, в частности, дополнительные затраты, связанные с *ценой капитала*, означающей для инициатора проекта стоимость привлечённых средств, процент, который он должен заплатить за их привлечение. Данный показатель — «средневзвешенная стоимость капитала» (ССК; здесь также нередко используется без перевода англоязычная аббревиатура WACC — weighted average cost of capital), или средневзвешенная процентная

ставка по всем привлечённым ресурсам, широко используется в оценках проектов и деятельности предприятий в целом.

Рассчитаем теперь основные финансово-экономические показатели проекта в данной версии по аналогии с тем, как мы это делали для ситуации в разделе 1.1.

Простой срок окупаемости, как мы видим из табл. 12 и рис. 2, составляет около 16 лет.

Возврат инвестиций (ROI, см. раздел 1.1.), определяемый как отношение чистого потока денежных средств к инвестициям, представлен в табл. 23 и рис. 3.

Таблица 23.

Расчёт возврата инвестиций по проекту

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
Инвестиции, млн руб. (табл. 19)	-7 000	-7 000	-7 000	...	-7 000	-7 000	-7 000	-7 000
ЧПДС, млн руб. (табл. 19)	-5 945	374	375	...	442	443	444	3 946
ROI, %	-84,9%	5,3%	5,4%	...	6,3%	6,3%	6,3%	56,4%
Среднегодовой показатель								2,3%

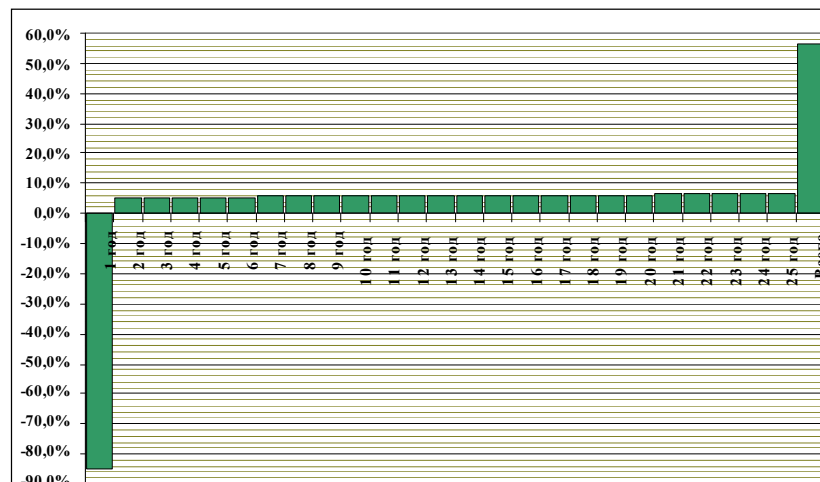


Рис. 3. Доходность инвестиций по проекту

Мы видим, что, в данном случае, доходность инвестиций на данном интервале невелика. А её величину (в среднем 2,3%) можно рассматривать как предельно допустимую на данном временном интервале ССК (см. выше) с тем, чтобы проект на данном этапе достиг простой окупаемости. Допустим, что все инвестиции осуществляются за счёт привлечённых ресурсов, привлекаемых на 25 лет по ставке 2,3% годовых. В этом случае сумма затрат по обслуживанию привлечённых средств (в частности, например, проценты по кредитам) составит $7000 \times 2,3\% \times 25 \text{ лет} = 3\,964$ млн руб., что равно ЧПДС при условии финансирования только за счёт собственных средств (табл. 23). Расчёт внутренней нормы доходности (ВНД) проекта представлен в табл. 24. Несложно догадаться, что в данном случае он тоже будет невелик (4,4%).

Таблица 24.

ВНД проекта

Показатель	1 год	2 год	3 год	...	23 год	24 год	25 год	Всего
ЧПДС	-5 945	374	375	...	442	443	444	3 946
Ставка дисконтирования, %	4,38%	4,38%	4,38%	...	4,38%	4,38%	4,38%	
Коэффициент дисконтирования	0,96	0,92	0,88	...	0,37	0,36	0,34	
ЧПДС дисконтированный	-5 695	344	330	...	165	158	152	0
То же, накопленный	-5 695	-5 352	-5 022	...	-310	-152	0	0

При расчёте чистой приведённой стоимости (NPV) проекта в данном случае надо использовать ставку дисконтирования менее 4,4%, чтобы на данном отрезке времени (горизонте планирования) получить результат выше нуля, т.е. чтобы дисконтированный срок окупаемости не превышал горизонта планирования. Такая низкая ставка дисконтирования (сопоставимая со ставками доходности по низко рискованным государственным ценным бумагам) для крупных долгосрочных инвестиционных проектов в промышленности заведомо не соответствует реальности и не отражает адекватно возможные потери и риски проекта.

Повторимся, что, несмотря на всю условность примера, ситуация близка к реальной. Дополнительные затраты, помимо операционных, связанные, прежде всего, с уплатой налогов, могут существенно снизить финансовые показатели проекта. Мы видим это, сравнивая данные показатели с рассчитанными для упрощённой версии, где ВНД проекта составил 10,5% (табл.7). В то же время, и данный показатель (окупаемость проекта за 25 лет при ставке дисконтирования 10,5%), как правило, недостаточно привлекателен для частного инвестора. И главные проблемы и риски в данном случае связаны не столько с налогообложением, сколько с высокими инвестиционными затратами (фактические и расчётные показатели инвестиционных и других затрат для действующих и строящихся электростанций будут приведены ниже).

Очевидно, что такого рода проекты, как правило, требуют поддержки (прежде всего, на инвестиционной стадии), и определённые меры поддержки энергетических проектов в России предусмотрены, прежде всего — через упоминавшиеся выше договоры поставки мощности (ДПМ), компенсирующие инвестору затраты за строительство станции, исходя из определённых нормативов. При этом, встречным со стороны инвестора обязательством является пустить станцию установленной мощности в установленный срок.

На этом мы завершаем рассмотрение общих подходов к финансово-экономическому анализу инвестиционных проектов. Для более глубокого и разностороннего изучения можно рекомендовать учебные пособия и другие работы по таким дисциплинам, как финансовый и экономический анализ инвестиционных проектов, анализ рисков, экономика и финансы предприятия, оценка стоимости предприятия. Одна из фундаментальных и основополагающих работ в сфере инвестиций — «Основы инвестирования» Гитмана и др. [Гитман и др., 1997].

ОСОБЕННОСТИ ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ И РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ РЕСУРСОВ

Энергетические станции на основе ВИЭ обладают своей экономической спецификой, хотя подходы к расчёту их финансово-экономических показателей остаются теми же, что и для прочих проектов. Ранее некоторые аспекты экономики ВИЭ мы рассматривали, в частности, в работах: [Дегтярев К. С. и др. 2016; Соловьев А. А. и др. 2017; Синюгин О. А. и др. 2017; Дегтярев К. С. 2015]. Есть работы, непосредственно посвящённые оценке инвестиционных проектов в области ВИЭ и экономике ВИЭ, например: [Сидоренко Г. И. и др. 2009; Копылов А. Е. 2015].

Кратко остановимся на ключевых аспектах, связанных с особенностями экономики электростанций и энергетики на ВИЭ. Очевидно, что ключевая составляющая экономической привлекательности (в данном случае мы не касаемся экологической и эколого-экономической стороны вопроса) установок (в частности, электростанций) на основе ВИЭ — нулевые (или «условно нулевые») переменные операционные затраты. Это не относится к электростанциям и тепловым станциям на биоресурсах (древесных пеллетах, биогазе и другом биотопливе) — здесь они, по сути, ничем не отличаются от обычных тепловых станций. Но это верно для других типов станций на ВИЭ — ветряных, солнечных, гидравлических. Основной статьёй переменных затрат электростанции, как уже отмечалось выше, является исходное сырьё, энергоноситель для производства конечной электроэнергии. Более того, на него приходится обычно большая часть всех операционных затрат. В случае же с большинством ВИЭ этот энергоноситель — ветер, солнечная энергия, текущая вода, является бесплатным (или «условно бесплатным»). Это даёт электростанции на ВИЭ, за счёт низких операционных затрат, преимущества в долгосрочном плане, особенно при высоких ценах на «обычные» энергоносители (углеводородное и атомное сырьё). Именно это даёт основания для оптимизма в отношении ВИЭ именно в экономическом аспекте. Теоретически,

если рассматривать на длительном интервале времени, станции на возобновляемых источниках экономически эффективнее — благодаря бесплатной энергии.

Практически же на нынешнем технологическом уровне им трудно в большинстве случаев трудно либо просто невозможно выдержать ценовую конкуренцию, прежде всего, из-за высоких инвестиционных и, отчасти, постоянных операционных затрат.

В свою очередь, преодолеть этот технологический и экономический барьер трудно из-за самой природы источников — низкопотенциальных (с низкой плотностью энергии, приходящейся на единицу площади) и недостаточно стабильных: понятно, что режим солнечного освещения резко меняется в течение суток и сезонов, изменения скорости ветра может быть просто непредсказуемой, и даже изменения речного стока могут быть резкими и не всегда прогнозируемыми.

В разных источниках довольно много информации о стоимости строительства электростанций различных типов и производства энергии. Но они носят, как правило, уже обобщённый характер, в виде выровненных затрат (levelized costs, или levelized costs of energy (LCOE)), либо разбиты на инвестиционные, операционные постоянные и переменные, но без раскрытия статей затрат. Выровненные затраты на производство единицы продукции (в нашем случае, электроэнергии (1 кВтч)) — это все затраты, включая и инвестиционные, и операционные, распределённые во времени на определённом интервале, обычно 25–30 лет. В упрощённом виде это выглядит следующим образом. Допустим следующее:

- мы рассматриваем интервал 25 лет.
- электростанция производит 1 млрд кВтч энергии в год. За 25 лет она выработает, соответственно, 25 млрд кВтч.
- мощность электростанции 1 млн кВт. (1000 МВт).
- инвестиционные затраты из расчёта \$1000/1 кВт составят \$ 1 млрд.

Соответственно, инвестиционные затраты на производство 1 кВтч электроэнергии составят на данном интервале (25 лет) \$1 млрд/25 млрд кВтч = \$0,04/кВтч. Величина будет отличаться, если вводить определённые допущения относительно ставок дисконтирования, стоимости капитала (см. выше) и других дополнительных параметров.

Также допустим, по операционным затратам:

- постоянные затраты составляют \$20 млн в год;
- переменные затраты составляют – \$0,01/кВтч.

В этом случае постоянные затраты в расчёте на 1 кВтч при данной годовой выработке электроэнергии составят \$20 млн/1 млрд кВтч = \$0,02/кВтч. Переменные затраты (\$0,01/кВтч.) в данном случае преобразований не требуют. Таким образом, общая сумма выровненных затрат на производство 1 кВтч энергии на данной станции составят $0,04 + 0,02 + 0,01 = \$0,07/\text{кВтч}$.

Данные о выровненных затратах для различных типов электростанций на ВИЭ и разных территорий приводятся, в частности, на сайте Международного агентства по возобновляемым источникам энергии в разделе, посвящённом ресурсам возобновляемой энергии (Resources), в подразделе Data&Statistics [International Renewable Energy Agency]. Также информацию по экономике ВИЭ можно найти на сайтах iea.org Международного энергетического агентства [International Energy Agency, IEA], eia.gov американской Администрации энергетической информации [US Energy Information Administration] и других, принадлежащих тем или иным энергетическим ассоциациям и корпорациям. В частности, по данным IRENA, средние мировые LCOE составили в 2016 году для разных типов электростанций следующие величины (в \$/кВтч):

- Станции на биомассе – средние 0,081, диапазон 0,061–0,17;
- Геотермальные – 0,064 (0,043–0,113);
- Гидростанции – 0,051 (0,018–0,246);
- Солнечные фотовольтаические – 0,131 (здесь также наилучшая положительная динамика – на 2010 год LCOE для данного типа станций оценивались в \$0,347/кВтч) (0,053–0,279);
- Солнечные тепловые – 0,242 (0,182–0,312);
- Ветряные на суше (оншорные) – 0,056 (0,024–0,141);
- Ветряные в море (офшорные) – 0,208 (0,068–0,227).

Отдельно для сравнения приведены средние данные по LCOE электростанций, работающих на углеводородном сырье – \$0,045/кВтч. Пока они остаются самым дешёвым источником электроэнергии, с ними также сопоставима стоимость электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС и ветростанций на суше.

Таблица 25.

Структура расчётных затрат на строительство электростанций и производство электроэнергии для различных типов станций, вводимых в эксплуатацию после 2013 года (по данным US EIA)

Тип станции	Номинальная мощность, МВт	КИУМ, %	Общие инвестиционные затраты (\$/кВт)	Постоянные операционные затраты, годовые (\$/кВт)	Переменные операционные затраты без учёта топлива (\$/кВтч)	Переменные операционные затраты с учётом топлива (\$/кВтч)
ТЭС на угле, обычная	650	85%	3 246	37,8	0,005	0,03
ТЭС на угле, комбинированная схема с газификацией угля, улавливанием и удержанием углерода (Integrated Coal-Gasification Combined Cycle (IGCC) with CCS)	520	85%	6 599	72,8	0,009	0,04
ТЭС на газе, обычная с комбинированным циклом	620	87%	917	13,2	0,004	0,05
ТЭС на газе, усовершенствованная, с улавливанием и удержанием углерода (Advanced CC with CCS)	340	87%	2 095	31,79	0,007	0,06

Тип станции	Номинальная мощность, МВт	КИУМ, %	Общие инвестиционные затраты (\$/кВт)	Постоянные операционные затраты, годовые (\$/кВт)	Переменные операционные затраты без учёта топлива (\$/кВтч)	Переменные операционные затраты с учётом топлива (\$/кВтч)
Атомная (Advanced Dual Unit Nuclear)	2 234	90%	5 530	93,28	0,002	0,0118
Геотермальная (бинарные)	50	92%	4 362	100,00	0	0
На биомассе	20	83%	8 180	356,07	0,02	0,04
Ветряная (на суше)	100	35%	2 213	39,55	0	0
Ветряная (на море)	400	37%	6 260	74,00	0	0
Солнечная тепловая	100	20%	5 067	67,26	0	0
Солнечная фотовольтаическая	150	25%	3 873	24,69	0	0
ГЭС	500	53%	2 936	14,13	0	0,006

Рассмотрим также данные по инвестиционным и операционным затратам, приведённым EIA (табл. 25).

Для решения этой задачи мы используем комбинацию следующих исходных данных, приведённых US EIA для США:

- о расчётных инвестиционных, постоянных и переменных операционных затратах, от 2012 г. для электростанций, вводимых в действие в 2013 году;
- о расчётных выровненных затратах на электроэнергию (на интервале 30 лет) для нового поколения мощностей, вводимого в 2019 году.

Параллельно, сопоставив эти данные, мы можем получить представление, какую долю занимают энергоносители в структуре затрат на производство электроэнергии при текущих и прогнозируемых ценах на топливо (табл. 25).

Для России подобные – задача следующих этапов, осложняемая также недостатком открытой информации. Условия России и США не могут не различаться, тем не менее, расчёты на американском материале дают некое первое приближение в понимании сравнительных экономических параметров электростанций на ископаемых и возобновляемых источниках.

Сопоставим три наиболее «ходовых» типа электростанций, использующих невозобновляемые и возобновляемые источники энергии – «обычную» на газе, ветростанцию на суше и солнечную фотовольтаическую станцию (табл. 26).

Наша задача в данном случае – посчитать простой срок окупаемости ветряной и солнечной фотовольтаической станции относительно газовой ТЭС. Как мы видим, газовая ТЭС отличается меньшим объёмом инвестиционных затрат на 1 кВт мощности, меньшими постоянными операционными затратами в пересчёте на 1 кВт мощности, но наличием переменных затрат, отсутствующих у станций на ВИЭ. При этом, солнечная станция отличается от ветростанции более высокими инвестиционными затратами, но меньшими постоянными операционными затратами на 1 кВт, поэтому отдельный интерес представляет расчёт возможной окупаемости солнечной станции относительно ветростанции.

Таблица 26.

Структура расчётных затрат для газовой электростанции и ветростанции на суше

Тип станции	Номинальная мощность, МВт	КИУМ, %	Инвестиционные затраты (\$/кВт)	Постоянные операционные затраты, годовые (\$/кВт)	Переменные операционные затраты без учёта топлива (\$/кВтч)	Переменные операционные затраты с учётом топлива (\$/кВтч)
ТЭС на газе, обычная с комбинированным циклом	620	87%	917	13,2	0,004	0,05
Ветряная (на суше)	100	35%	2 213	39,55	0	0
Солнечная фотовольтаическая	150	25%	3 873	24,69	0	0

Вначале также рассчитаем, какие цены на газ заложены в расчёты по газовой ТЭС (в исходном материале эти данные отсутствуют). Собственно затраты на топливо составляют $0,05 - 0,004 = \$0,046/\text{кВтч}$. Исходя из того, что на выработку 1 кВтч уходит примерно $0,3 \text{ м}^3$ газа, стоимость 1 м^3 газа составит $0,046/0,3 = \$0,15/\text{м}^3$, или $\$150/1000 \text{ м}^3$ (или, при курсе руб. $55/\$, 2,72 \text{ руб.}/\text{м}^3$).

Для наших расчётов нам нужно преобразовать данные в таблице, чтобы оперировать равными с точки зрения выработки электроэнергии величинами.

Каждый 1 МВт газовой ТЭС при КИУМ, равном 87%, будет производить за год $1 \times 8760 \text{ ч} \times 87\% = 7 621 \text{ МВтч}$ электроэнергии. ТЭС номинальной мощностью 620 МВт произведёт за год $7621 \times 620 = 4 725 144 \text{ МВтч}$.

Определим, какая установленная мощность ветряных (ВЭС) и солнечных (СЭС) станций при их КИУМ потребуется для выработки такого же количества электроэнергии, что и на газовой ТЭС.

Для ВЭС она составит $620 \times 87\%/35\% = 1 541 \text{ МВт}$, для СЭС – $620 \times 87\%/25\% = 2 158 \text{ МВт}$; соответственно, различия в реальных инвестиционных затратах будут заметно сильнее, чем при расчёте на единицу площади. Это в процессе работы электростанции со временем компенсируется менее высокими операционными затратами для электростанций на ВИЭ за счёт отсутствия переменных затрат. В нашем случае, даже простой срок окупаемости превышает 15 года для ВЭС и 40 лет для СЭС (табл. 27).

С другой стороны, в данном случае возможно оспаривание исходных допущений, в пользу как электростанций на ВИЭ, так и газовой ТЭС, в частности:

- в расчёт переменных затрат заложены сравнительно низкие прогнозные цены на энергоноситель ($\$150/1000 \text{ м}^3$, см. выше);
- в то же время, расчётный КИУМ электростанций на ВИЭ выглядит существенно завышенным по сравнению с фактическими показателями для действующих станций.

Мы можем, с одной стороны, «поднять» цены на газ до $\$300/1000 \text{ м}^3$, что увеличит затраты на него вдвое:

$$0,046 \times 300/150 = \$0,092 \text{ Квтч},$$

а переменные затраты в целом –

$$\text{до } \$0,092 + \$0,004 = \$0,96.$$

С другой стороны, предположим, что КИУМ ВЭС составляет 25%, КИУМ СЭС – 20%, что в большей степени соответствует реальности на данный момент и даже несколько выше средних показателей.

В этом случае показатели в целом меняются в пользу электростанций на ВИЭ (табл. 28) – за счёт более высоких цен на газ, хотя выровненные затраты повышаются во всех случаях (табл. 29) – отметим, что они находятся внутри диапазона, обозначенного IRENA и близки к средним значениям для ВИЭ данного типа.

Таблица 27.

Сопоставление основных
экономических параметров ТЭС, ВЭС и СЭС

Показатель	Газовая ТЭС	ВЭС	СЭС
Номинальная мощность, МВт	620	1 541	2 158
КИУМ, %	87%	35%	25%
Выработка ЭЭ в год, МВтч	4 725 144	4 725 144	4 725 144
Инвестиционные затраты, \$/1 Квт	917	2 213	3 873
Инвестиционные затраты, всего, млн \$	569	3 411	8 356
Постоянные операционные затраты, \$/МВт	13 200	39 550	24 690
Постоянные операционные затраты, млн\$	8	61	53
Переменные операционные затраты, \$/МВтч	50	0	0
Переменные операционные затраты, млн\$	236	0	0
Операционные затраты, всего, млн \$	244	61	53
Превышение инвестиционных затрат относительно газовой ТЭС, млн \$	–	2 842	7 788
Экономия на операционных затратах относительно газовой ТЭС, млн \$ в год		183	191
Простой срок окупаемости относительно газовой ТЭС, лет	–	15,5	40,7
Превышение инвестиционных затрат СЭС относительно ВЭС, млн \$	–	–	4 946
Экономия на операционных затратах СЭС относительно ВЭС, млн\$ в год	–	–	7,68
Простой срок окупаемости СЭС относительно ВЭС, лет	–	–	643,9

Таблица 28.

Сопоставление основных экономических параметров
ТЭС, ВЭС и СЭС (при изменении некоторых исходных допущений)

Показатель	Газовая ТЭС	ВЭС	СЭС
Номинальная мощность, МВт	620	2 158	2 697
КИУМ, %	87%	25%	20%
Выработка ЭЭ в год, МВтч	4 725 144	4 725 144	4 725 144
Инвестиционные затраты, \$/1 Квт	917	2 213	3 873
Инвестиционные затраты, всего, млн\$	569	4 775	10 445
Постоянные операционные затраты, \$/МВт	13 200	39 550	24 690
Постоянные операционные затраты, млн\$	8	85	67
Переменные операционные затраты, \$/МВтч	92	0	0
Переменные операционные затраты, млн\$	435	0	0
Операционные затраты, всего, млн \$	443	85	67
Превышение инвестиционных затрат относительно газовой ТЭС, \$ млн	–	4 206	9 877
Экономия на операционных затратах относительно газовой ТЭС, млн\$ в год		358	376
Простой срок окупаемости ВЭС и СЭС относительно газовой ТЭС, лет	–	11,8	26,2
Превышение инвестиционных затрат СЭС относительно ВЭС, \$ млн	–	–	5 671
Экономия на операционных затратах СЭС относительно ВЭС, млн\$ в год	–	–	18,74
Простой срок окупаемости СЭС относительно ВЭС, лет	–	–	302,5

Таблица 29.

Расчёт выровненных затрат (LCOE)
для ТЭС, ВЭС и СЭС

Показатель	Газовая ТЭС	ВЭС	СЭС
Производство ЭЭ за 25 лет, МВтч	118 128 600	118 128 600	118 128 600
Инвестиционные затраты, всего, млн\$	569	4 775	10 445
Выровненные инвестиционные затраты на 1 кВтч, \$	0,005	0,040	0,088
Выработка ЭЭ в год, МВтч	4 725 144	4 725 144	4 725 144
Постоянные операционные затраты в год, \$ млн	8	85	67
Выровненные постоянные операционные затраты на 1 кВтч, \$	0,002	0,018	0,014
Переменные операционные затраты на 1 кВтч, \$	0,092	0,000	0,000
ВЫРОВНЕННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВСЕГО, на 1 кВтч, \$	0,099	0,058	0,103

Отметим также два важных момента, связанных с экономикой ВИЭ.

Во-первых, несмотря на частое противопоставление «традиционной» и возобновляемой энергетики, предпосылки развития обоих направлений сходны. Повышение спроса на энергетические ресурсы стимулирует развитие в обоих случаях, и перспективы ВИЭ оказываются тем лучше, чем выше цены на невозобновляемые ископаемые энергоносители.

Во-вторых, экономическая эффективность ВИЭ и развитие энергетики на возобновляемых источниках в огромной степени обусловлены природными и хозяйственными условиями. Об этом подробнее в частности, см [Дегтярев К. С. 2015а].

Очевидно, что эффективность солнечной станции в низких широтах и зонах с преобладанием ясной погоды может быть

на порядок выше, чем в высоких широтах и облачных областях. Не в меньшей, если не в большей, степени, эффективность ветро-станции, в свою очередь, зависит от ветрового режима (энергия, вырабатываемая ветродвигателем, пропорциональна кубу скорости ветра). Максимальная гидроэнергия может быть получена на реках с большим перепадом высот, т.е. преимущественно, в горных и предгорных зонах. Наиболее эффективная биоэнергетика возможна на территориях с развитым сельским хозяйством и/или лесоперерабатывающим комплексом. Геотермальная энергетика привязана к зонам с определёнными геологическими условиями. И т.д.

Экономические показатели станций на ВИЭ зависят от географии, как в физико-географическом, так и в экономико-географическом, аспекте, существенно сильнее, чем «традиционные» станции на ископаемом сырье.

Крайне важны также условия расселения, природы и хозяйства данной конкретной точки или района. В связи с этим важно также сопоставление эффективности сетевой и автономной энергетики в каждом конкретном случае.

Принципиальным является вопрос о выборе оптимальной ниши для строительства станций на ВИЭ – географической, пространственной, хозяйственной, социально-экономической. Бессмысленно говорить об эффективности или неэффективности ВИЭ «вообще».

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ

В настоящее время в России пока немного примеров реализованных проектов и работающих станций на основе ВИЭ.

Ряд крупных проектов в ветроэнергетике и солнечной энергетике в настоящее время прошёл конкурсный отбор и находится на разных стадиях реализации (табл. 30–31).

В данном случае, инвестиционные затраты носят также оценочный и предварительный характер.

В то же время, есть примеры уже построенных и работающих станций (табл. 32), выработавших определённое количество энергии (это, главным образом, солнечные электростанции).

По информации «Хевел» и «ЕвроСибЭнерго», при строительстве СЭС использовались, большей частью, отечественное оборудование, материалы и комплектующие – соответственно, на 70% и 55%, в соответствии с требованиями по локализации производства на территории России. При этом, «Хевел» располагает собственным производством солнечных панелей (г. Новочебоксарск Республики Чувашия), а «ЕвроСибЭнерго» в ходе строительства Абаканской СЭС создало собственное производство мультикристаллического кремния и инверторов.

Основным компонентом стоимости СЭС являются (не считая систем аккумуляции, не предусмотренных сетевыми проектами) собственно солнечные панели. Их розничная цена в настоящее время составляет для потребителей 100–200 тыс. руб./кВт. Однако при больших объёмах и наличии собственного производства (как в случае с «Хевел» и «ЕвроСибЭнерго») их стоимость может быть кардинально сокращена. По некоторым СЭС есть данные о выработке энергии (таблица 33).

Таблица 30.

Перечень инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов солнечной энергетики, отобранных по результатам конкурсных отборов в 2013–2016 гг. [Администратор...]

№	Субъект РФ	Наименование проекта ВИЭ	Участник ОРЭМ, подавший заявку	Год отбора	Планировый год начала поставки мощности	Планируемая установленная мощность, МВт	Всего по субъекту РФ, МВт	Плановая величина капитальных затрат, руб/кВт
1	Алтайский край	АСТ – Алтайская СЭС-3	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2015	2019	10,0	20,0	122 574
2		АСТ – Алтайская СЭС-7		2015	2019	10,0		122 574
3	Астраханская обл.	СЭС «Резиновая»	ООО «МРЦ Энергохолдинг»	2013	2014	15,0	75,0	115 286
4		СЭС «Енотаевка»		2013	2015	15,0		112 977
5		СЭС «Простройматериалы»		2013	2015	15,0		112 979
6		СЭС «Володаровка»		2013	2015	15,0		112 981
7		СЭС «Заводская»		2013	2015	15,0		113 070
8		СЭС «Рудник»		2014	2015	15,0		94 999
9	Белгородская обл.	СЭС «Ерзовка»	ООО «МРЦ Энергохолдинг»	2013	2016	15,0	100,0	110 717
10	СЭС «Бубновская»	2013		2016	15,0	110 719		
11	СЭС «Суворикино»	2013		2017	15,0	108 505		
12	СЭС «Урюпинская»	2013		2017	15,0	108 506		
13	СЭС «Михайловская»	2013		2017	15,0	108 590		
14	СЭС «Михайловская»	2013		2017	15,0	108 590		
15	Волгоградская СЭС №1, вторая очередь	ООО «Солар Системс»	2014	2018	25,0	106 300		

№	Субъект РФ	Наименование проекта ВИЭ	Участник ОРЭМ, подавший заявку	Год отбора	Плановый год начала поставки мощности	Планируемая установленная мощность, МВт	Всего по субъекту РФ, МВт	Плановая величина капитальных затрат, руб/кВт
16	Забайкальский край	АСТ – Забайкальская СЭС-3	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2014	10,0	40,0	107 564	
17		«Балей СЭС»		2014	15,0		106 292	
18		«Орловский ГОК» СЭС		2014	15,0		106 390	
19	Иркутская обл.	«Заря СЭС»	ООО «МРЦ Энергохолдинг»	2014	15,0	45,0	106 194	
20		СЭС «Нива»		2013	15,0		110 700	
21	Липецкая обл.	СЭС «Казинка»	ООО «КомплексИндустрия»	2013	15,0	45,0	110 705	
22		СЭС «Доброе»		2013	15,0		110 710	
23	Омская обл.	АСТ – Омская СЭС-3	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2014	10,0	40,0	107 798	
24		АСТ – Омская СЭС-1		2015	15,0		122 574	
25	Омская обл.	АСТ – Омская СЭС-2		2015	15,0		122 574	
26	Оренбургская обл.	Переволоцкая СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2013	5,0		112 974	
27		СЭС «Сакмарская»	ООО «Оренбургская теплогенерирующая компания»	2013	25,0	290,0	112 977	
28		Грячевская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2013	10,0		110 693	
29		Соль-Илецкая СЭС		2013	25,0		110 694	

№	Субъект РФ	Наименование проекта ВИЭ	Участник ОРЭМ, подавший заявку	Год отбора	Плановый год начала поставки мощности	Планируемая установленная мощность, МВт	Всего по субъекту РФ, МВт	Плановая величина капитальных затрат, руб/кВт
30	Оренбургская обл.	Первомайская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2013	5,0	290,0	108 593	
31		Державинская СЭС		2013	5,0		108 594	
32		АСТ – Оренбургская СЭС-3		2014	10,0		111 839	
33		АСТ – Оренбургская СЭС-5		2014	10,0		107 096	
34		АСТ – Оренбургская СЭС-6		2014	15,0		106 051	
35		АСТ – Оренбургская СЭС-4		2014	10,0		106 300	
36		АСТ – Оренбургская СЭС-8		2015	25,0		122 574	
37		Оренбургская СЭС-3		ПАО «Т Плюс»	2015		60,0	122 574
38	Оренбургская СЭС-2	ПАО «Т Плюс»	2015	30,0	122 574			
39	Оренбургская обл.	Переволоцкая СЭС (2 оч.)	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2015	10,0	290,0	122 574	
40		Оренбургская СЭС-1	ПАО «Т Плюс»	2015	45,0		122 574	
41	Республика Алтай	Кош-Агачская СЭС-1	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2013	5,0	20,0	112 971	
42		Кош-Агачская СЭС-2		2013	5,0		112 973	
43		АСТ – Алтайская СЭС-6		2014	5,0		111 839	
44		АСТ – Алтайская СЭС-5		2015	5,0		130 233	
45	Республика Башкортостан	Баймакская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2013	10,0	64,0	112 970	
46		Матраевская СЭС		2013	5,0		112 975	
47	Юлдыбаевская СЭС	Акъярская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2013	5,0	64,0	110 690	
48		Юлдыбаевская СЭС		2013	10,0		110 691	

№	Субъект РФ	Наименование проекта ВИЭ	Участник ОРЭМ, подавший заявку	Год отбора	Плановый год начала поставки мощности	Планируемая установленная мощность, МВт	Всего по субъекту РФ, МВт	Плановая величина капитальных затрат, руб/кВт
51	Республика Башкортостан	Исянгуловская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2013	2016	9,0	110 692	
52		АСТ – Башкирская СЭС-5		2014	2018	10,0	105 925	
53		АСТ – Башкирская СЭС-10		2014	2018	10,0	106 177	
54		Бугульчанская СЭС (3 очереди)		2015	2016	5,0	130 233	
55	Республика Бурятия	АСТ – Бурятская СЭС-9	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2014	2017	10,0	108 266	
56		СЭС «Тарбагатай»		2014	2018	15,0	106 488	
57		АСТ – Бурятская СЭС-6		2014	2018	15,0	106 555	
58	Республика Дагестан	СЭС «Кабанская»	ООО «Комплекс/Индустрия»	2014	2018	15,0	106 586	
59		СЭС «БВС»		2014	2018	15,0	106 684	
60		СЭС «Каспийская»		2014	2015	5,0	60 768	
61	Республика Дагестан	СЭС «Хуззах-1»	ООО «МЭК-Инжиниринг»	2014	2015	5,0	79 513	
62		СЭС «Элиста Восточная»		2013	2017	15,0	108 502	
63	Республика Калмыкия	СЭС «Элиста Западная»	ООО «МРЦ Энергохолдинг»	2013	2017	15,0	108 503	
64		СЭС «Элиста Северная»		2013	2017	15,0	108 504	
65		Калмыкская СЭС №1, первая очередь		2015	2019	25,0	122 570	
66	Республика Хакасия	СЭС в г. Абакан	ООО «Красноярская ГЭС»	2013	2014	5,2	114 200	

№	Субъект РФ	Наименование проекта ВИЭ	Участник ОРЭМ, подавший заявку	Год отбора	Плановый год начала поставки мощности	Планируемая установленная мощность, МВт	Всего по субъекту РФ, МВт	Плановая величина капитальных затрат, руб/кВт
67	Самарская обл.	Самарская СЭС №2, первая очередь	ООО «Солар Системс»	2014	2016	25,0	75,0	111 000
68	Самарская обл.	Самарская СЭС №2, вторая очередь	ООО «Солар Системс»	2014	2017	25,0		107 400
69		Самарская СЭС №2, третья очередь		2014	2018	25,0		106 050
70	Саратовская обл.	АСТ – Саратовская СЭС-8	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	2014	2017	10,0		107 330
71		АСТ – Саратовская СЭС-6		2014	2017	15,0	40,0	108 032
72		АСТ – Саратовская СЭС-4		2014	2018	15,0		106 429
73	Саратовская обл.	СЭС «Александровская»	ООО «МРЦ Энергохолдинг»	2013	2016	15,0		110 715
74		Старомарьевская СЭС, вторая очередь		2014	2017	50,0		108 000
75	Ставропольский край	Старомарьевская СЭС, третья очередь	ООО «Солар Системс»	2014	2018	25,0	115,0	106 700
76		Старомарьевская СЭС, пятая очередь		2015	2019	10,0		122 570
77		Старомарьевская СЭС, шестая очередь		2015	2019	15,0		122 570
78	Челябинская область	«Октябрьская СЭС»	ООО «Комплекс/Индустрия»	2014	2017	15,0		107 700
79		«Чесменская СЭС»		2014	2018	15,0	60,0	105 900
80		«Бородиновская СЭС»		2014	2018	15,0		105 998
81		«Песчаная СЭС»		2014	2018	15,0		106 096

Таблица 31.

Перечень инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов ветроэнергетики, отобранных по результатам конкурсных отборов в 2013–2016 гг. [Администратор]

№	Субъект РФ	Наименование проекта ВИЭ	Участник ОРЭМ, подавший заявку	Год отбора	Планный год начала поставки мощности	Планируемая установленная мощность, МВт	Всего по субъекту РФ, МВт	Планиваемая величина капитальных затрат, руб/кВт	
1	Астраханская обл.	ВЭС «Аксарайская»		2013	2016	15,0	30,0	64 974	
2		ВЭС «Фунтово»		2013	2017	15,0		64 909	
3	Оренбургская обл.	ВЭС «Аэропорт»	ООО «Комплек-с/Индустрия»	2013	2017	15,0	30,0	64 909	
4		ВЭС «Новосергиевская»		2013	2017	15,0		64 909	
5	Ульяновская обл.	ВЭС «Карсун»		2013	2017	15,0	80,0	64 909	
6		ВЭС «Ишеевка»		2013	2017	15,0		64 909	
7		ВЭС «Новая Майна»		2013	2017	15,0		64 909	
8		ВЭС «Фортум-Симбирская»		ОАО «Фортум»	2015	2016		35,0	155 072
9	Республика Калмыкия	Приютненская ВЭС, 1 очередь	ООО «АЛТЭН»	2014	2015	51,0	51,0	65 696	
10	Республика Адыгея	ВЭС «Шовгеновская» 3 очередь–2018		2016	2018	48,0	150,0	141 472	
11		ВЭС «Шовгеновская» 2 очередь–2018		АО «ВетроОГК»	2016	2018		70,0	141 472
12		ВЭС «Шовгеновская» 1 очередь–2018			2016	2018		32,0	141 472

13	Краснодарский край	Пилотная ВЭС-2019-5	АО «ВетроОГК»	2016	2019	20,0	460,0	134 272
14		Пилотная ВЭС-2019-3		2016	2019	20,0		134 272
15		Пилотная ВЭС-2019-6		2016	2019	20,0		134 272
16		Пилотная ВЭС-2019-2		2016	2019	20,0		134 272
17		Пилотная ВЭС-2019-8		2016	2019	20,0		134 272
18		Пилотная ВЭС-2019-1		2016	2019	20,0		134 272
19		Пилотная ВЭС-2019-4		2016	2019	20,0		134 272
20		Пилотная ВЭС-2019-9		2016	2019	20,0		134 272
21		Пилотная ВЭС-2019-7		2016	2019	20,0		134 272
22		Пилотная ВЭС-2019-10		2016	2019	20,0		134 272
23		Пилотная ВЭС-2020-9		2016	2020	20,0		134 137
24		Пилотная ВЭС-2020-6		2016	2020	20,0		134 137
25	Пилотная ВЭС-2020-4	2016	2020	20,0	134 137			
26	Пилотная ВЭС-2020-2	2016	2020	20,0	134 137			
27	Пилотная ВЭС-2020-7	2016	2020	20,0	134 137			
28	Пилотная ВЭС-2020-3	2016	2020	20,0	134 137			
29	Пилотная ВЭС-2020-8	2016	2020	20,0	134 137			
30	Пилотная ВЭС-2020-12	2016	2020	20,0	134 137			
31	Пилотная ВЭС-2020-5	2016	2020	20,0	134 137			
32	Пилотная ВЭС-2020-10	2016	2020	20,0	134 137			
33	Пилотная ВЭС-2020-13	2016	2020	20,0	134 137			
34	Пилотная ВЭС-2020-11	2016	2020	20,0	134 137			
35	Пилотная ВЭС-2020-1	2016	2020	20,0	134 137			

Таблица 32.

Инвестиционные затраты на крупные солнечные электростанции, построенные на территории России (по данным отраслевых источников)

СЭС, место, проектная компания	Дата и стадия строительства	Мощность станции	Общий объем инвестиций	Инвестиции на 1 кВт установленной мощности, руб.
Усть-Канская, Республика Алтай, «Хевел»	введена в эксплуатацию в сентябре 2016	5 МВт	более 500 млн руб.	более 100 000
Бугульчанская СЭС, Башкортостан, «Хевел»	введена в эксплуатацию в декабре 2015	5 МВт; общий объем проектов «Хевел» в Башкортостане – 64 МВт	оценка – более 6 млрд руб.	около 100 000
Оренбургская область, Орск, «Т-Плюс» («Ренова»)	введена в эксплуатацию в декабре 2015	25 МВт	3 млрд руб.	120 000
Хакасия, Абаканская СЭС, АО «ЕвроСибЭнерго»	введена в эксплуатацию в декабре 2015	5,2 МВт	600 млн руб.	115 000
Астраханская обл., Нариманово, ООО «Солар Менеджмент»	введена в эксплуатацию в декабре 2015	250 кВт	70 млн руб.	280 000

Исходя из этих данных, можно предварительно оценить экономические показатели работы солнечных станций в России.

Среднюю величину инвестиционных затрат можно оценить в 120 тыс. руб./1 кВт установленной мощности.

КИУМ солнечных фотовольтаических станций в сравнительно благоприятных условиях можно оценить в величину

около 17%, что означает выработку в год 1 кВт установленной мощности $8760 \times 17\% = 1\,500$ кВтч.

Таблица 33.

Данные о выработке электроэнергии СЭС на территории России

СЭС, регион	Период	Мощность станции	Выработка электр-гии	Фактический КИУМ
Кош-Агачская СЭС, Республика Алтай	апрель 2015 – ноябрь 2016 (1,6 года)	5 МВт	12 000 МВтч	17,1%
Бугульчанская СЭС, Башкирия	январь – июль 2016 (0,6 года)	5 МВт	4 500 МВтч	17,1%
Абаканская СЭС, Хакасия	декабрь 2015 – октябрь 2016 (0,8 года)	5,2 МВт	6 000 МВтч	15,8%
северо-восток Якутии, 4 СЭС «Сахаэнерго»	2014 год	100 кВт (общая мощность)	100 000 кВтч	11,4%

При продаже 1 кВтч на оптовом рынке по цене 2 руб., выручка от реализации составит $1500 \times 2 = 3000$ руб.

При инвестиционных затратах 120 тыс. руб./1 кВт простой срок окупаемости станции (если считать только инвестиционные затраты) составит $120000/3000 = 40$ лет.

При этом, выровненные инвестиционные затраты (см. главу 2) на 25-летнем интервале составят:

$$120 \text{ тыс.} / (1500 \times 25) = 3,2 \text{ руб./кВтч.}$$

Фактически же станция несёт также операционные затраты. В частности, по имеющимся данным, на Абаканской СЭС мощностью 5,2 МВт задействовано 6 сотрудников; на Кош-Агачской СЭС мощностью 5 МВт – примерно 10 сотрудников; иными словами, мы можем говорить о необходимости привлекать примерно 1–2 (в среднем 1,5) работников на 1 МВт установленной мощности.

Допустим, средняя зарплата работника (с учётом НДФЛ) – 35 тыс. руб. в месяц или 420 тыс. руб. в год. Общая сумма выплат

на одного работника с учётом социальных отчислений (30,2%) составит $420 \text{ тыс.} \times 1,302 = 547 \text{ тыс. руб.}$ в год; на 1 МВт установленной мощности – $547 \times 1,5 = 820 \text{ тыс. руб.}$ в год.

С учётом того, что 1 МВт (при КИУМ = 17%) произведёт 1500 МВтч, или 1,5 млн кВтч электроэнергии в год, затраты на оплату труда, в пересчёте на 1 кВтч произведённой электроэнергии составят $820 \text{ тыс.}/1,5 \text{ млн} = 0,53 \text{ руб./кВтч}$.

По данным, приводимым А.Е. Копыловым для ветростанции, средневзвешенные операционные (эксплуатационные) затраты на Куликовской ВЭС (Калининградская область, мощность 5 МВт) составляли 0,463 руб./1 кВтч.

В таком случае, если допустить, что все операционные затраты ограничены заработной платой, срок окупаемости составит частное от инвестиционных затрат и разницы между выручкой от реализации и инвестиционными затратами: $120 \text{ тыс.}/(2 - 0,53) = 81,6 \text{ лет}$.

В свою очередь, выровненные затраты составят

$$3,2 + 0,53 = 3,73 \text{ руб./кВтч.}$$

В то же время, очевидно, что есть и другие составляющие операционных затрат. Одна из особенностей станций на ВИЭ в том, что они требуют сравнительно большой площади на единицу установленной мощности.

Например, солнечная панель мощностью 100 Вт обычно требует площади 1 м^2 (или 10 м^2 на 1 кВт установленной мощности; или 10000 м^2 (1 га) на 1 МВт). СЭС мощностью 5 МВт потребует площади около 50 тыс. м^2 (5 га). В данном случае, затраты зависят от стоимости земли на данной территории, от формы присвоения земли – выкупается она, что включается в инвестиционные затраты, либо берётся в аренду; соответственно, инициатор (инвестор, собственник) проекта несёт затраты, связанные с приобретением или арендой земли. В зависимости от территории затраты могут различаться в разы или даже на порядки.

Кроме того, в обычной ситуации предполагается налог на имущество. Если предположить, что стоимость имущества, созданного в ходе реализации проекта, равна затратам (также 120 тыс./1 кВт), а налог на имущество составляет 2%, то сумма налога в первый год составит $120 \text{ тыс.} \times 2\% = 2400 \text{ руб.}$ на 1 кВт

установленной мощности, или $2400/1500 = 1,6 \text{ руб./кВтч}$ электроэнергии (далее снижаясь по мере амортизации имущества).

Отсюда мы видим, что инвестиционные проекты в возобновляемой энергетике, безусловно, требуют существенной поддержки, включая компенсацию инвестиционных затрат, благоприятный тарифный режим, налоговые льготы.

Отметим также, что то же верно для «традиционной» углеводородной энергетики. «В среднем» её можно рассматривать как менее затратную и быстрее окупаемую (хотя многое зависит, повторимся, от конкретных условий территории). В то же время, сроки окупаемости станций для инвесторов также составляют величины порядка десятков лет, что также обычно для них неприемлемо и требует поддержки.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ МАЛОЙ АВТОНОМНОЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Выше рассматривались примеры с электростанциями на ВИЭ, ориентированными на поставку энергию в общую сеть. Отдельно следует рассмотреть малую автономную возобновляемую энергетику, ориентированную на низовой уровень, начиная от отдельных хозяйств (в том числе, отдельных домохозяйств), включая отдельные предприятия и отдельные населённые пункты.

С точки зрения затрат, минусом таких систем являются дополнительные затраты на системы аккумуляции энергии, плюсом — конкуренция не с оптовыми, а с более высокими розничными ценами на электроэнергию, с которыми сталкиваются отдельные, частные потребители энергии.

В случае с сетевой электроэнергетикой для оценки эффективности работы ВЭС, СЭС или другой станции на ВИЭ мы привязываемся к оптовым ценам продажи энергии на рынке и рассматриваем ситуацию с позиций прибыли для инвестора.

В случае с автономной энергетикой мы подходим с позиций потребителя, выбирающего между покупкой энергии по розничной цене (в ряде случаев также с затратами на технологическое подключение к сети) и установкой собственной автономной системы, позволяющей ему в дальнейшем исключить или снизить затраты на приобретение энергии.

Приблизительный расчёт на примере автономного солнечного модуля для отдельного хозяйства может показать следующее.

Солнечный фотовольтаический комплекс небольшой мощности (100 Вт) в сборе, включающую солнечную панель, аккумулятор, инвертор, предлагается на рынке в системе розничной продажи по ценам около 20 тыс. руб. (примерно 200 тыс. руб./кВт номинальной мощности). При КИУМ, равном 17%, годовая выработка электроэнергии составит $0,1 \times 8760 \times 17\% = 149$ кВтч.

При розничных ценах на электроэнергию на уровне 4 руб./кВтч, использование комплекса позволит потребителю сэкономить в год

$149 \times 4 = 596$ (округлённо 600) руб. Таким образом, простой срок окупаемости для него составит $20 \text{ тыс.}/600 = 33$ года.

Это существенно меньше, чем срок окупаемости сетевой СЭС для инвестора при отсутствии поддержки проекта извне (см. Главу 3), но также, с точки зрения прямого финансового эффекта, не имеет смысла для пользователя, хотя бы потому, что существенно превосходит предполагаемый срок службы комплекса (20–25 лет).

Если заложить в модель ежегодный рост розничных тарифов на электроэнергию на 10% (что соответствует тенденции последних лет), то простой срок окупаемости сокращается до **13–15 лет**, но это также вряд ли является достаточно интересным предложением с точки зрения прямой экономии средств. Тем не менее, в данном случае обозначается некоторая перспектива.

В случае с установкой ветрогенератора небольшой мощности данная перспектива обозначается ещё отчётливее. Цены на комплекс на основе ветрогенерации примерно в 1,5–2 раза ниже — 100–150 тыс. руб./кВт номинальной мощности. При той же величине КИУМ и, соответственно, выработке электроэнергии простой срок окупаемости ветрогенератора составит, в зависимости от динамики роста цен на электроэнергию, от 20–25 до 10–12 лет.

В любом случае, потребители всё чаще принимают решение об автономном энергообеспечении за счёт ВИЭ. Кроме того, традиционно популярны (и, на данный момент, в большей степени, чем ВИЭ) обычные дизельные или бензиновые генераторы.

С точки зрения инвестиционных затрат, генератор на углеводородном топливе предпочтительнее. Стоимость дизельного генератора на рынке на порядок ниже солнечного или ветроэнергетического комплекса; в пересчёте на единицу мощности её можно оценить в величину в пределах 10–15 тыс.руб./кВт номинальной мощности. В то же время, при расходе топлива примерно 0,3 л/кВтч и стоимости топлива для розничного потребителя около 30 руб./л стоимость 1 кВтч электроэнергии, выработанной таким способом, составит 9 руб. Экономическая эффективность установки на основе ВИЭ относительно генератора, работающего на «традиционном» углеводородном

топливе, зависит от интенсивности энергопотребления данным пользователем.

При данных допущениях простая окупаемость установок на ВИЭ по сравнению с «традиционным» генератором наступает при потреблении выше 10–20 тыс. кВтч электроэнергии (100–200 тыс. руб. затраты на установку комплекса на основе ВИЭ против 9 руб. экономии на каждом кВт выработанной энергии). Это сопоставимо с потреблением электроэнергии 5–10 домохозяйствами в течение года или 1 домохозяйством в течение 5–10 лет, т.е. 5–10 лет – простой срок окупаемости установок на ВИЭ по сравнению с дизельным генератором. Это оценки на текущий момент; стоимость, например, солнечных батарей в последние годы и десятилетия снизилась практически на порядок и, при сохранении существующих тенденций в ближайшее десятилетие ситуация с их ценовой конкурентоспособностью может кардинально улучшиться.

В то же время, автономные установки на основе ВИЭ и автономные генераторы следует рассматривать не столько в качестве конкурентов, сколько как взаимно дополняющие системы. Из соображений надёжности энергоснабжения наиболее целесообразна комбинированная система, включающая солнечные и ветряные установки в комбинации с дизельным генератором.

Дополнительный и очень мощный фактор конкурентоспособности автономных ВИЭ включается в случае полного отсутствия сетевого энергоснабжения. В этом случае потребитель должен платить за технологическое подключение к сети, цена которого может составить несколько сотен тысяч руб. или даже более высокую сумму. В ряде случаев сами затраты на установку автономных систем на основе ВИЭ оказываются ниже стоимости технологического подключения; тем более, если речь идёт о прокладке ЛЭП на расстояния до нескольких или даже нескольких десятков километров.

Это особенно актуально для сельских территорий, с преобладанием небольших населённых пунктов и отдельных отдалённых хозяйств, где сетевое энергоснабжение означает прокладку и последующее обслуживание протяжённых линий электропередач, при этом обслуживающих небольшое число потребителей.

Стоимость прокладки ЛЭП составляет от нескольких сотен тысяч до нескольких миллионов руб. на 1 км (табл. 34).

Таблица 34.

Базисные показатели стоимости
высоковольтных линий (ВЛ) 35–220 кВ переменного тока
на стальных и железобетонных опорах
[Сборник..., 2012]

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, шт. x мм ²	Количество цепей на опоре, шт.	Базисные показатели стоимости ВЛ, тыс.руб./км	
				Стальные опоры	Железобетонные опоры
35	свободностоящие	до 150	1	912	658
			2	1307	1109
110	свободностоящие	до 150	1	987	799
			2	1495	1081
		185–240	1	1100	893
			2	1687	1551
220	свободностоящие	300	1	1231	1053
			2	2063	–
		400	1	1382	1175
			2	2275	–
	двухстоечные, свободностоящие	300	1	–	1072
			2	–	1993
		400	1	–	1217
			2	–	2181

Стоимость прокладки кабельных линий (КЛ) 6–10 кВ – от 700 до 2200 тыс. руб./км.

Кроме того, предусматриваются сопутствующие затраты:

- 3,3% – временные здания и сооружения;
- 5,0–6,0% – прочие работы и затраты;
- 2,6–3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 7,5–8,5% – проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%).

Общая сумма дополнительных сопутствующих затрат – около 20% от стоимости собственно прокладки сети.

Базисные показатели стоимости трансформаторных подстанций (ПС) от 35/10 кВ до 220/110/10 кВ – от 20,7 млн до 390,1 млн руб. ПС 10/0,4 кВ – 100–300 тыс. руб. Иными словами, в реальной ситуации общая сумма инвестиционных затрат на сетевое энергообеспечение вряд ли может быть ниже 1 млн руб. на 1 км сетей.

Рассмотрим возможные ситуации выбора между сетевым энергообеспечением и автономным на основе ВИЭ для населённого пункта с некоторой численностью населения и некоторым потреблением электроэнергии, отдалённого от ближайшего источника энергии на некоторое расстояние.

Допустим, средний объём потребления электроэнергии в данном населённом пункте – около 1200 кВтч на душу населения, исходя из отсутствия в нём энергоёмких предприятий, но при наличии некоторого количества энергопотребляющих производств и других видов деятельности, помимо потребления населения собственно домохозяйствами. Примерна такая величина характерна, в частности, для сельских территорий Юга России.

В таком случае, годовое потребление электроэнергии посёлком, в зависимости от численности населения, составит:

- 500 человек – 600 тыс. кВтч;
- 400 человек – 480 тыс. кВтч;
- 300 человек – 360 тыс. кВтч;
- 200 человек – 240 тыс. кВтч;
- 150 человек – 180 тыс. кВтч;
- 100 человек – 120 тыс. кВтч.

Существует задача энергообеспечения данных посёлков одним из двух возможных путей:

- 1) модернизация (прокладка) ЛЭП протяжённостью 20 км;
- 2) создание автономной генерации на основе ВИЭ.

Кроме того, для сетевой и сбытовой компании существует задача извлечения прибыли, что является основной целью предприятия. В данном случае автономная генерация на ВИЭ рассматривается с позиций инвестора – потенциального поставщика электроэнергии.

Допустим, что в первом случае инвестор прокладывает ЛЭП, стоимость которой, исходя из 1 млн руб./км, составит 20 млн руб. Далее он приобретает электроэнергию на оптовом рынке по 1,7 руб./кВтч и поставляет потребителю по 4 руб./кВтч (также вполне типичная ситуация). Соответственно, маржинальная прибыль от продажи 1 кВтч электроэнергии составит 2,3 руб.

Во втором случае инвестор строит в посёлке генерирующие мощности на основе ВИЭ и продаёт электроэнергию посёлку по 3 руб./кВтч. Соответственно, маржинальная прибыль от продажи 1 кВтч электроэнергии равно выручке и составляет 3 руб./кВтч.

При этом, исходя из того, что обеспечение электроэнергией за счёт ВИЭ из расчёта 1200 кВтч на душу населения требует установки мощностей ВИЭ в объёме около 1 кВт на душу населения, а стоимость установки 1 кВт составит 150 тыс. руб.

В обоих случаях мы для упрощения не учитываем постоянные операционные затраты, рассчитываем и сравниваем простые сроки окупаемости обоих вариантов для посёлков с населением, последовательно, 500, 400, 300, 200, 150 и 100 человек, лежащих за 20 км от сетевого источника электроэнергии.

В случае с прокладкой ЛЭП в посёлок с населением 500 человек с потреблением электроэнергии 600 тыс. кВтч маржинальная прибыль инвестора составит 600 тыс. кВтч × 2,3 руб./кВтч = 1380 тыс. Простой срок окупаемости, исходя только из величины маржинальной прибыли, составит: 20 млн/1,38 млн = **14,5 лет**.

Фактический же срок окупаемости, учитывающий весь комплекс операционных затрат, налоги, амортизацию, цену капитала (WACC), дисконтирование денежного потока, будет в несколько раз длиннее, что означает заведомую коммерческую нецелесообразность данного проекта для инвестора. Даже

без учёта всех вышеперечисленных финансово-экономических параметров, введение в качестве допущения только ставки дисконтирования в 5% удлиняет срок окупаемости проекта до 26 – более 100 лет, в зависимости от объёма потребления энергии посёлком (табл. 35).

Тем более, это относится к посёлкам с меньшей численностью населения.

Таблица 35. Расчёт финансовых показателей эффективности проекта прокладки ЛЭП протяжённостью 20 км в посёлок

Численность населения, чел.	Потребление ЭЭ, кВтч	Маржинальная прибыль инвестора, тыс. руб./год	Объём инвестиций, тыс. руб.	Годовой возврат инвестиций (ROI), %	Простой срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости при ставке 5%, лет	ВНД (IRR) проекта на интервале 50 лет, %
500	600 000	1 380	20 000	6,9%	14,5	26,5	6,4%
400	480 000	1 104		5,5%	18,1	52,3	5,0%
300	360 000	828		4,1%	24,2	>100	3,3%
200	240 000	552		2,8%	36,2		1,4%
150	180 000	414		2,1%	48,3		0,1%
100	120 000	276		1,4%	72,5	-1,4%	

В свою очередь, при данных допущениях автономный комплекс на основе ВИЭ также не может рассматриваться в качестве целесообразного с чисто коммерческой точки зрения. В данном случае срок окупаемости одинаков во всех случаях. Каждый кВт мощности вырабатывает 1200 кВтч электроэнергии – соответственно, даёт маржинальную прибыль $1200 \times 3 = 3600$ руб. В то же время, инвестиционные затраты на создание 1 кВт составляют 150 тыс. руб. Соответственно, просто срок окупаемости: $150 \text{ тыс.} / 3,6 \text{ тыс.} = 41,7$ лет (табл. 36), что, тем не менее, короче по сравнению с вариантами прокладки ЛЭП для посёлков с населением менее 170–180 человек.

Таблица 36. Расчёт финансовых показателей эффективности проекта установки автономного комплекса на основе ВИЭ в посёлке

Численность населения, чел.	Потребление ЭЭ, кВтч	Требуемые мощности, кВт	Объём инвестиций, тыс. руб.	Маржинальная прибыль инвестора, тыс. руб./год	Годовой возврат инвестиций (ROI), %	Простой срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости при ставке 5%, лет	ВНД (IRR) проекта на интервале 50 лет, %
500	600 000	500	75 000	1 800	2,4%	41,7	>100	0,8%
400	480 000	400	60 000	1 440				
300	360 000	300	45 000	1 080				
200	240 000	200	30 000	720				
100	120 000	100	15 000	360				

Данная модель при всей своей упрощённости достаточно убедительно демонстрирует, что при определённых параметрах потребителя энергии – размере населённого пункта (объёме энергопотребления) и расстоянии, автономное энергоснабжение за счёт ВИЭ оказывается целесообразнее сетевого. Прежде всего, в поле зрения для более детального анализа попадают населённые пункты численностью менее 200–100 человек (или другие объекты с сопоставимым или меньшим уровнем потребления электроэнергии) и удалённые на 10–20 километров и более. При сохранении тенденции к снижению стоимости энергетического оборудования на ВИЭ данный диапазон экономической эффективности ВИЭ будет расширяться.

Помимо этого, расчёт показывает, как уже говорилось выше, необходимость тщательного выбора оптимальных ниш для реализации проектов энергетики на основе ВИЭ.

ЛИТЕРАТУРА

- од // Журнал Сантехника отопление и кондиционирование. — 2017. — №1.
- [1] Администратор торговой системы, <http://www.atsenergo.ru/vie/proresults>
- [2] Гитман Л.Дж., Джонк М.Д. Основы инвестирования. М.: Учебник, 1997. — 1008 с.
- [3] Дегтярев К.С. Географические факторы развития возобновляемой энергетики / Журнал «С.О.К. Сантехника. Отопление. Кондиционирование». — М.: Медиа Технолоджи, 2015. №6. С. 86–95.
- [4] Дегтярев К. С. Энергетика на возобновляемых источниках — от энтузиазма к прагматизму / Журнал «С.О.К. Сантехника. Отопление. Кондиционирование». М.: Медиа Технолоджи, 2015. №4. — С. 74–81.
- [5] Дегтярев К.С., Залиханов А.М., Соловьев А.А., Соловьев Д.А. К вопросу об экономике возобновляемых источников энергии / Энергия, экономика, техника, экология. — 2016. № 10. С. 10–20.
- [6] Копылов А.Е. Экономика ВИЭ. — М.: Грифон, 2015. — 364 с.
- [7] Крюгер Т., Хеннигер Э. Руководство по изучению учебника Гитман Л., Джонк М. «Основы инвестирования». — М.: Учебник, 1997. — 192 с.
- [8] Мангаров Р. Обзор методов расчёта ставки дисконтирования. URL: http://www.cfin.ru/finanalysis/math/discount_rate.shtml
- [9] Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ» 324 тм — т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». Дата введения: 09.07.2012.
- [10] Сидоренко Г.И., Кудряшева И.Г., Пименов В.И. Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Технико-экономический анализ. — СПб.: Издательство политехнического университета, 2009.
- [11] Синюгин О.А., Берёзкин М.Ю., Дегтярев К.С. Структурные и динамические характеристики инвестпроцесса в мировой возобновляемой энергетике в посткризисный пери-
- [12] Соловьёв А.А., Дегтярёв К.С. Атомная и возобновляемая энергетика как факторы снижения экологических рисков и роста эколого-экономической эффективности энергетики / Энергетическая политика. — 2017. №2. — С. 60–71.
- [13] International Energy Agency, URL: <http://www.iea.org/>.
- [14] International Renewable Energy Agency, URL: <http://resourceirena.irena.org/gateway/>
- [15] US Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/>
- [16] US Energy Information Administration, URL: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

**Дегтярев К.С., Берёзкин М.Ю.,
Залиханов А.М., Синюгин О.А.**

Возобновляемая энергетика: экономические оценки инноваций

Учебно-методическое пособие
под ред. А.А.Соловьева

Оригинал-макет подготовлен в издательстве «КДУ»

Подписано в печать 06.02.2018.
Заказ № Т-1811. Формат 60×90/16.
Бумага офсетная. Печ. листов 5.37
Заявленный тираж 500 экз. (печать по требованию).

Издательство «КДУ»
Тел.: (495) 638-57-34
www.kdu.ru