

Сорен КРОН (Soren KROHN)
Шимон АВЕРБУХ (Shimon AWERBUCH)
Пауль Эрик МОРТОСТ
(Poul Erik MORTHORST),
профессор
Изабель БЛАНКО (Isabel BLANCO)
Франс ван ХАЛЛЕ (Frans Van HULLE)
Кристиан КИАЗЕР (Christian KJAER)

Перевод: Евгений КАРТАШЕВ

Экономика альтернативной энергетики. Часть 4. Экономика оффшорных ВЭУ

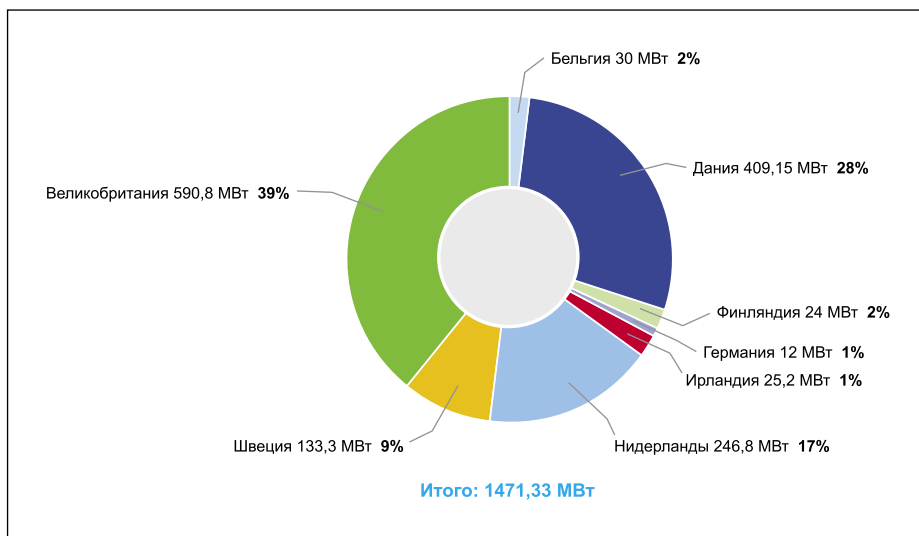


Рис. 1. Общая мощность оффшорных ВЭУ, установленных на конец 2008 г.

По состоянию на 2009 г. общая мощность установленных в мире оффшорных станций составила всего около 1%. Наиболее интенсивное развитие этой технологии идет в странах Западной Европы, имеющих выход к Северному и Балтийскому морям. К концу 2008 года было реализовано около 20 проектов. Общая

мощность оффшорных ВЭУ достигла 1471 МВт (рис. 1, 2). Отметим, что более 80% вырабатываемой ими энергии преобразуется системами на основе модулей SKiP компании SEMIKRON.

Парки оффшорных энергетических установок создаются в 9 странах: Бельгии, Дании, Германии, Ирландии, Финляндии, Италии,

Голландии, Швеции и Англии, как показано на рис. 3 и в таблице 1. В 2007 году в Швеции была смонтирована станция Lillgrunden мощностью 110 МВт. Большая часть установок размещена на мелководье (глубина — не более 20 м) на расстоянии от берега не более 20 км для снижения расходов на строительство и прокладку кабелей.

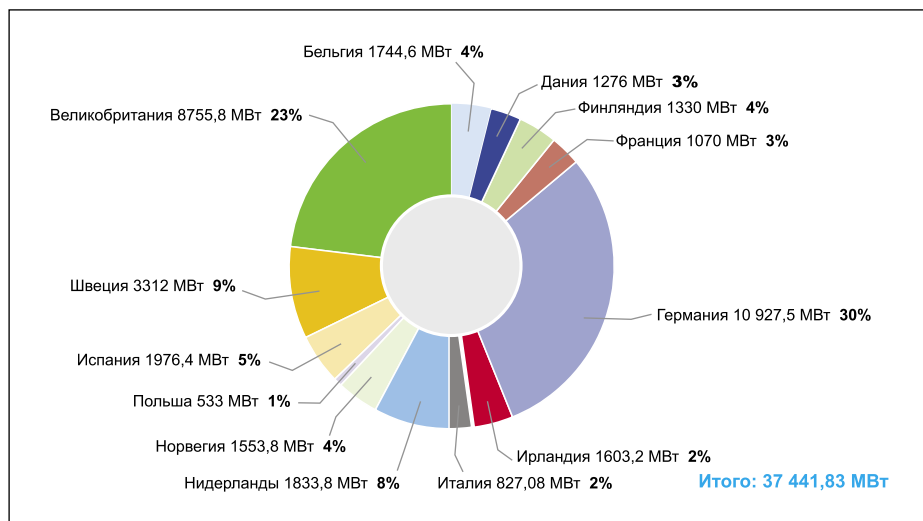


Рис. 2. Работающие и планируемые парки оффшорных ВЭУ в Европе (ситуация на конец 2008 г.)

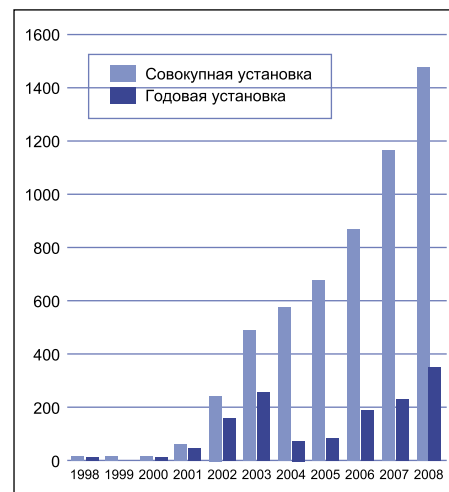


Рис. 3. Развитие технологии оффшорных ВЭУ в Евросоюзе в 1998–2008 гг.

Таблица 1. Мощность европейских оффшорных ВЭУ

Страна	Установлено в 2007 г., МВт	Общая мощность на конец 2007 г., МВт	Установлено в 2008 г., МВт	Общая мощность на конец 2008 г., МВт
Бельгия	0	0	30	30
Дания	0	409	0	409
Финляндия	0	0	24	24
Германия	0	0	5	12
Ирландия	0	25	0	25
Италия	0	0	0,08	0,08
Нидерланды	0	108	120	246,8
Швеция	110	133	0	133
Великобритания	100	404	187	591
Итого:	210	1105	366,08	1470,88

До сих пор установка оффшорных станций обходится примерно на 50% дороже, чем континентальных. Однако благодаря их очевидным преимуществам, к которым относится сильный и стабильный ветер, а также лучший визуальный эффект, ведущие страны Евросоюза активно развивают эту технологию ветроэнергетики.

Несмотря на небольшой процент энергии, вырабатываемый оффшорными станциями в общем балансе, темпы их роста очень высоки. Как правило, парк морских ветряков состоит из большого количества турбин, обычно 100–200. Пока что более высокие издержки, ограниченные производственные возможности и сложность монтажа тормозят массовый ввод в эксплуатацию подобных установок. В таблице 1 показано, как росла мощность европейских оффшорных проектов в 2007–2008 годах.

Инвестиционные издержки

Стоимость оффшорных установок определяется в первую очередь локальной волновой обстановкой, глубиной и расстоянием до берега. Более подробная информация основана на данных из Англии, где в 2006 году было введено в эксплуатацию 90 МВт и в 2007-м — 100 МВт морских ВЭУ, а также Швеции (110 МВт — Lillgrunden в 2007-м).

Таблица 2. Основные характеристики новых оффшорных парков

Ветропарк	Введено в эксплуатацию	Количество турбин	Мощность одной турбины	Мощность, МВт	Инвестиционные затраты, млн евро
Middelgrunden (DK)	2001 г.	20	2	40	47
Horns Rev I (DK)	2002 г.	80	2	160	272
Samsø (DK)	2003 г.	10	2,3	23	30
North Hoyle (UK)	2003 г.	30	2	60	121
Nysted (DK)	2004 г.	72	2,3	165	248
Scroby Sands (UK)	2004 г.	30	2	60	121
Kentish Flats (UK)	2005 г.	30	3	90	159
Barrows (UK)	2006 г.	30	3	90	—
Burbo Bank (UK)	2007 г.	24	3,6	90	181
Lillgrunden (S)	2007 г.	48	2,3	110	197
Robin Rigg (UK)	2008 г.	60	3	180	492

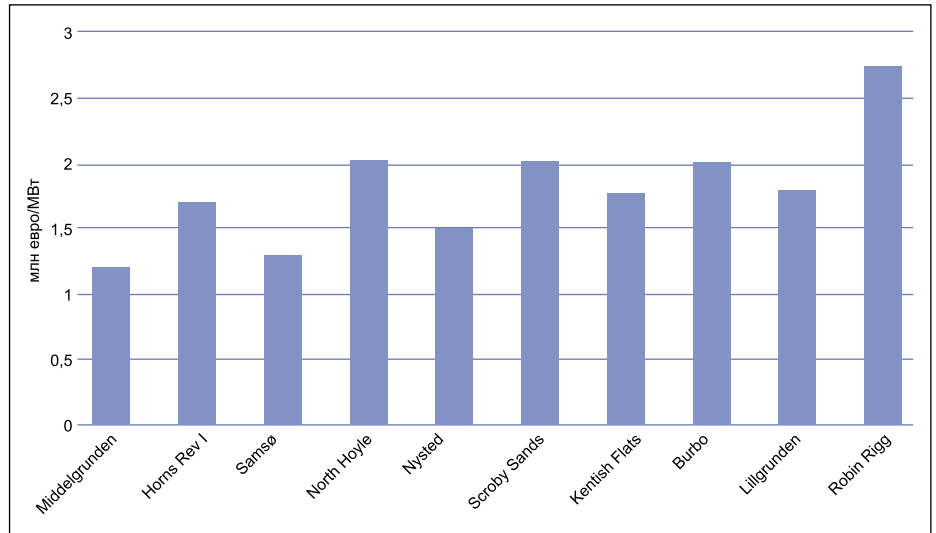


Рис. 4. Инвестиции в оффшорные парки ветряков, млн евро/МВт (текущие цены)

В таблице 2 приведены данные некоторых морских парков ветряков. Судя по таблице, мощность турбин этого типа находится в диапазоне 2–3,6 МВт, для новых станций она будет еще больше. Размеры парков отличаются существенно: от самых маленьких (например, Samsø — 23 МВт) до больших, самым крупным из которых является Robin Rigg мощностью 180 МВт. Инвестиционные затраты для мегаваттных установок находятся в диапазоне от 1,2 млн евро/МВт (Middelgrunden) до 2,7 млн евро/МВт (Robin Rigg) (рис. 4).

Большие капитальные затраты на строительство оффшорных ВЭУ по сравнению с континентальными установками связаны со сложностью их монтажа, подключения и обслуживания. В среднем сами морские турбины на 30% дороже обычных, а расходы на их строительство более чем в 2,5 раза превышают средние показатели.

Стоимость оффшорных турбин особенно возросла в середине 1980-х, в это же время увеличилась и цена континентальных турбин (подорожание частично отражено на рис. 4). Стоимость будущих оффшорных парков может заметно отличаться, в среднем инвестиционные затраты на новые проекты находятся в диапазоне 2–2,2 млн евро/МВт для установок, располагаемых на мелководье.

Экономические аспекты вопроса можно проиллюстрировать детально на примере двух крупнейших датских проектов. Ветропарк Horns Rev, расположенный примерно в 15 км от западного побережья Ютландии, был построен в 2002 году. Он включает 80 турбин, общая мощность которых составляет 160 МВт. Второй — Nysted, находящийся к югу от острова Лолланн, состоит из 72 установок по 2,3 МВт (общая мощность — 165 МВт). Оба парка имеют собственные трансформаторные подстанции, подключенные к высоковольтной сети, и береговую станцию управления. Средние инвестиционные расходы на эти проекты приведены в таблице 3.

В Дании все основные затраты покрываются инвесторами, кроме трансформаторной подстанции и силового кабеля, за которые платит оператор системы передачи электроэнергии (TSO). Примерно такой же порядок недавно был принят в Германии.

Общая стоимость двух упомянутых парков составляет примерно 260 млн евро. Основная разница в структуре цены оффшорных и континентальных установок состоит в следующем:

- Строительство оффшорных станций обходится заметно дороже, его стоимость зависит от глубины моря и типа конструкции: Horns Rev имеет моносвайный фундамент, Nysted воздвигнут на бетонной гравитационной плите. Для аналогичных континентальных турбин эти расходы не превышают 5–9% от общей суммы, у оффшорных проектов они достигают 21% (табл. 3). Однако значительный опыт, накопленный при строительстве этих двух электростанций, позволяет оптимизировать расходы на будущие проекты.
- Наличие трансформаторной подстанции и силового кабеля, соединяющего ВЭУ с трансформатором и далее с берегом, увеличивает стоимость оффшорных установок. Для двух упомянутых ветропарков цена подстанции и кабелей составляет примерно 21% (табл. 3), 5% из которых

Таблица 3. Средние инвестиционные затраты на МВт для оффшорных парков Horns Rev и Nysted

Затраты	Инвестиции, тыс. евро/МВт	Процентное соотношение
Турбины (ex works), включая транспортировку и подъем	815	49
Трансформаторная станция и силовой кабель для подключения	270	16
Соединения между турбинами	85	5
Строительство	350	21
Разработка и планирование	100	6
Анализ внешней среды	50	3
Прочие расходы	10	<1
Итого:	1680	~100

приходится на промежуточные соединения между турбинами. Анализ внешней среды (ЕА) предусматривает исследование влияния ВЭУ на экологическую обстановку, а также графическую визуализацию ветропарка и некоторые дополнительные изыскания. Стоимость этих исследований в общем балансе не превышает 6%, однако они делались только для пилотного проекта и не предусмотрены для будущих офшорных станций в Дании. В других странах стоимость оценки воздействия ВЭУ на окружающую среду может быть намного выше.

Стоимость выработки офшорной электроэнергии

Хотя инвестиционные расходы для офшорных станций оказываются больше, чем для континентальных, они частично компенсируются более высокой эффективностью работы турбин за счет лучшей ветровой обстановки. В среднем континентальные ВЭУ обеспечивают 2000–2500 часов полной нагрузки в год, в то время как для морских установок этот показатель достигает 4000 часов.

Таблица 4. Базовые параметры для экономических расчетов

Ветропарк	Введено в эксплуатацию	Мощность, МВт	Млн евро / МВт	Количество часов полной нагрузки в год
Middelgrunden	2001 г.	40	1,2	2500
Horns Rev I	2002 г.	160	1,7	4200
Samsø	2003 г.	23	1,3	3100
North Hoyle	2003 г.	60	2	3600
Nysted	2004 г.	165	1,5	3700
Scroby Sands	2004 г.	60	2	3500
Kentish Flats	2005 г.	90	1,8	3100
Burbo	2007 г.	90	2	3550
Lillgrunden	2007 г.	110	1,8	3000
Robin Rigg	2008 г.	90	2,7	3600

Основные данные для расчетов удельных экономических показателей различных ветропарков, введенных в эксплуатацию с 2001-го по 2008 год, приведены в таблице 4. Кроме того, при расчетах использовались следующие экономические допущения:

- За весь срок службы ветроэлектростанции стоимость ее обслуживания устанавливается на уровне 16 евро/МВт·ч, за исключением станции Middelgrunden, где расчетное значение составляет 12 евро/МВт·ч.
- Количество часов полной нагрузки задается для среднего режима ветра и корректируется с учетом эффекта его ослабления внутри парка, так же как и потери в передающих цепях.
- В некоторых странах собственники ветропарков несут ответственность за балансировку режимов работы турбин. По опыту Дании стоимость балансировки составляет

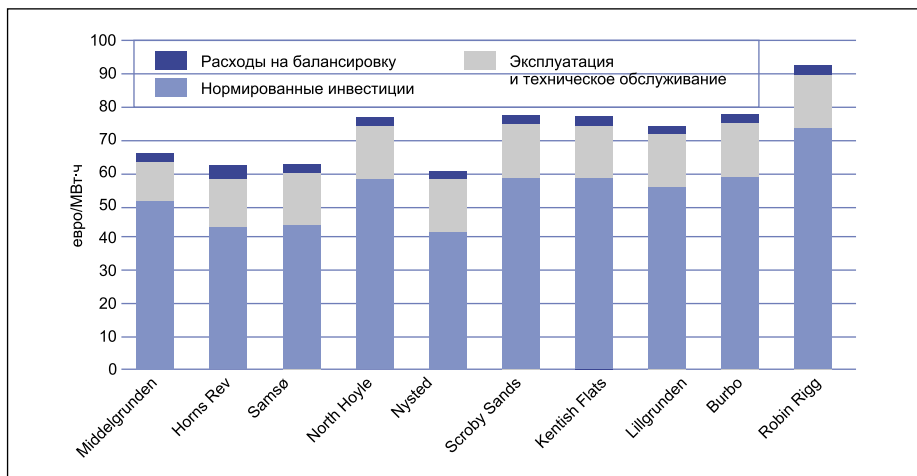


Рис. 5. Расчетная стоимость производства энергии для крупнейших офшорных станций (включая расходы на балансировку) в ценах 2006 года

примерно 0,3 евроцент/кВт·ч в системе, покрывающей примерно 20% национальной потребности в энергии. Однако, как правило, это значение достаточно неопределенно и зависит, прежде всего, от национальных ограничений и энергетических стандартов.

- Экономический анализ проводится с учетом особенностей национальной экономики при величине годовой учетной ставки 7,5%, для 20-летнего срока службы турбины. Налоги, обесценивание, прибыль и рискованные премии не учитываются. Расчеты удельной стоимости энергии для ветростанций, перечисленных в таблице 4, приведены на рис. 5.

Судя по данным таблицы, производственные расходы рассматриваемых станций существенно отличаются: для Horns Rev, Samsø и Nysted они минимальны, а энергия Robin Rigg в Англии оказывается заметно дороже. Частично это объясняется разницей в глубине моря и расстояния до берега, а также ростом инвестиционных расходов в последние годы. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание находятся примерно на одном уровне (кроме Middelgrunden).

Все расходы рассчитаны на базовой национальной экономической основе, и они не распространяются на частных инвесторов, для которых эти цифры будут выше, поскольку требуются рискованные премии и определенный уровень прибыли. Дополнительные расходы частных будут зависеть в значительной степени от технологических и политических рисков, а также конкуренции между производителями.

Прогнозы по стоимости офшорной энергии

До 2004 года цена энергии береговых ветротурбин в среднем «отслеживала» кривую уменьшения среднесрочных затрат, демонстрирующую скорость снижения око-

ло 10%, то есть при удвоении общей мощности удельная стоимость энергии падала на 10%/МВт. Эта тенденция изменилась в 2004–2006 гг., когда цена ветроэнергии увеличилась в среднем на 20–25%. В основном это было вызвано подорожанием материалов и резким ростом спроса на ВЭУ, что привело к дефициту производственных мощностей у производителей турбин и их субподрядчиков.

Аналогичный процесс наблюдается в офшорной ветроэнергетике, несмотря на сравнительно небольшое количество законченных проектов и протяженность инвестиционных расходов, что затрудняет точный анализ уровня цен. В среднем ожидаемый уровень инвестиций для новых офшорных установок находится в диапазоне 2–2,2 млн евро/МВт. В следующем разделе изменение среднесрочных затрат для этого сектора энергетики будет проанализировано по методике кривой обучения.

В среднесрочной перспективе прогнозируемая стоимость энергии офшорных ветроэнергетических установок приведена в таблице 5 для следующих условий:

- Существующие производственные возможности продолжают ограничивать быстрый рост ветроэнергетики. Несмотря на их постоянное расширение, спрос на ВЭУ растет несколько быстрее, однако соотношение спроса и предложения становится все более сбалансированным.
- Считается, что основным фактором, определяющим стоимость морских турбин, является общее значение установленной мощности, поскольку основные затраты связаны с общим уровнем развития ветроэнергетики. Предполагается, что суммарная установленная мощность турбин будет удваиваться каждые три года.
- В период с 1985 по 2004 год кривая обучения показывала рост 10% (Neij, 2003), текущие показатели подтверждают, что эта тенденция сохранится до 2015 года.

Таблица 5. Прогнозы по удельной стоимости оффшорной энергии на 2015 г. (приведены к ценам 2006 г.)

	Инвестиционные затраты, млн евро/МВт			Эксплуатация и техническое обслуживание евро/МВт·ч	Коэффициент использования %
	min	норма	max		
2006 г.	1,8	2,1	2,4	16	37,5
2015 г.	1,55	1,81	2,06	13	37,5

С учетом этих предположений были про- считаны сценарии минимальной, средней и максимальной стоимости, представленные в таблице 5. Согласно этим данным средняя стоимость оффшорных турбин должна снизиться с 2,1 евро/МВт в 2006-м до 1,81 евро/МВт в 2015-м, то есть примерно на 15%. Существует достаточно широкий разброс показателей: от 1,55 евро/МВт до 2,06 евро/МВт. Прогнозируемый коэффициент использования на весь период составляет 37,5%, эта величина соответствует 3300 часам полной нагрузки. Приведенное значение покрывает растущую выработку энергии новыми и более крупными турбинами, наличие областей с меньшими ветровыми режимами и большим расстоянием до берега, при котором увеличиваются потери электроэнергии. Последняя проблема должна быть решена за счет применения новых высоковольтных турбин и преобразователей.

Стоимость ветроэнергии по сравнению с другими источниками

В этой главе мы попытаемся сравнить стоимость электричества, вырабатываемой ВЭУ, с показателями других распространенных источников энергии. Чтобы сравнение было достоверным, расчеты будут сделаны с использованием, например, Recabs-модели, разработанной IEA в рамках реализации соглашения о возобновляемых источниках энергии.

Основная часть цены традиционных источников энергии определяется 4 компонентами:

- Стоимость топлива.
- Стоимость выбросов CO₂ (по данным European Trading System, ETS).
- Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание.
- Капитальные затраты, включая планирование.

Цены на топливо определяются международными рынками, в общем случае используются данные IEA “World Energy Outlook 2007”, в соответствии с которыми стоимость сырой нефти в 2007 году была \$63 за баррель, достигла максимума в \$147 в июле 2008-го, а затем постепенно снижалась до \$59 в 2010 году.

Как правило, цены на природный газ следуют за нефтью, базовые цифры для угля составляют 1,6 евро/ГДж, для природного

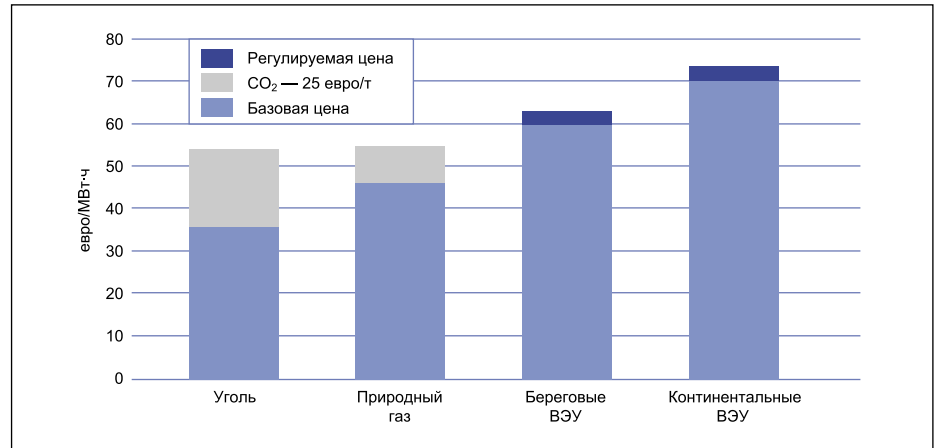


Рис. 6. Стоимость производства электроэнергии станциями различного типа, запущенными в 2010 году (цены приведены к курсу евро 2006 года)

газа — 6,05 евро/ГДж. Как уже говорилось, цена CO₂ определяется европейской системой ETS рынка; в настоящее время это около 25 евро/т.

Приведенные здесь расчеты выполнены для двух типов электростанций: угольной и комбинированной, совмещающей электростанцию на природном газе и ТЭЦ. При вычислениях использованы следующие допущения:

- Электростанции введены в эксплуатацию для коммерческого использования в 2010 году.
- Цены масштабируются на основе реальной учетной ставки 7,5%, срок службы станций составляет 40 лет (возможны ограничения этого срока, связанные с национальным законодательством).
- Коэффициент нагрузки — 75%.
- Цены приведены к уровню евро 2006 года.

Эффект от замены традиционного источника энергии ветрогенератором определяется степенью влияния этой замены на каждый из четырех упомянутых выше компонентов. Общеизвестно, что использование ветроэнергетики позволяет полностью исключить расход топлива и выбросы CO₂, а также существенно снизить затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание. Уровень экономии капитальных затрат зависит от объема инвестиций, который способен привлечь ветроэнергетика, таким образом, он напрямую определяется объемом мощности турбин, который может быть интегрирован в энергетическую систему.

Изучение скандинавского рынка энергетики (NordPool) показывает, что стоимость интеграции ВЭУ в общую систему Дании в среднем составляет 0,3–0,4 евроцент/кВт·ч при нынешнем 20%-ном уровне использования ветроэнергетики и существующей сетевой инфраструктуре. Примерно такие же значения показывает анализ ситуации в дру-

гих странах. Ожидается, что стоимость интеграции будет расти вместе с процентным соотношением ветротурбин в общем энергетическом балансе. На рис. 6 показаны результаты сравнительного анализа, предполагающие, что две станции различного типа введены в эксплуатацию в 2010 году. Как уже упоминалось, расчеты для традиционной электростанции производились с использованием Recabs-модели, в то время как данные по континентальной ветростанции взяты из предыдущих разделов этого отчета.

Как показывает сравнительный анализ, стоимость энергии газовых и угольных станций примерно на 33–34% ниже, чем у ВЭУ при условии низкой цены топлива. Эти расчеты основаны на предполагаемой цене нефти в \$59/баррель в 2010 году, установленной в отчете World Energy Outlook за 2007 год¹. Однако во время составления отчета (сентябрь 2008 г.) нефть стоила уже \$120/баррель, что намного выше прогноза IEA. Поэтому был проведен анализ чувствительности, результаты которого представлены на рис. 7.

На рис. 7 принято, что стоимость природного газа в 2 раза выше, чем референтная цена нефти (\$118/баррель в 2010 г.), газ должен был подорожать к 2008 году на 50%, а CO₂ — до 25 евро/т. Как видно на рис. 7, конкурентоспособность ветроэнергетики увеличивается стремительно, энергия континентальных станций становится дешевле, чем газовых, и она всего на 10% дороже, чем у угольных. Энергия береговых ВЭУ оказывается самой дешевой из всех трех. Как отмечалось в Awerbuch 2003 и как мы увидим в следующей главе, неопределенность, связанная с растущими ценами на ископаемое топливо, подразумевает значительный риск для будущих инвестиций в строительство угольных и газовых электростанций.

Приведенные в статье данные не включают макроэкономических выгод от опреде-

¹ Анализ был произведен на основе прогнозов по цене топлива, сделанных IEA в 2007 году, предполагающих цену нефти \$59 в 2010 г. и \$62 в 2030 г. (по курсу 2006 г.). В редакции World Energy Outlook 2008 года IEA увеличила прогноз до 100 евро/баррель в 2010 г. и \$122/баррель в 2030 г. (по курсу 2007 г.).

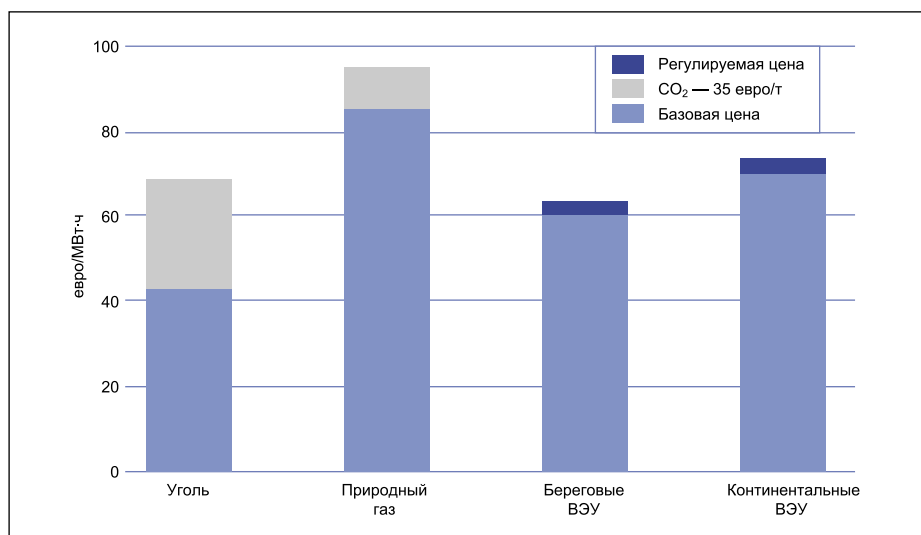


Рис. 7. Анализ чувствительности стоимости традиционных видов энергии и ветроэнергии в 2010 г. с учетом предполагаемого роста цен на ископаемое топливо и CO₂ (цены приведены к курсу евро 2006 года)

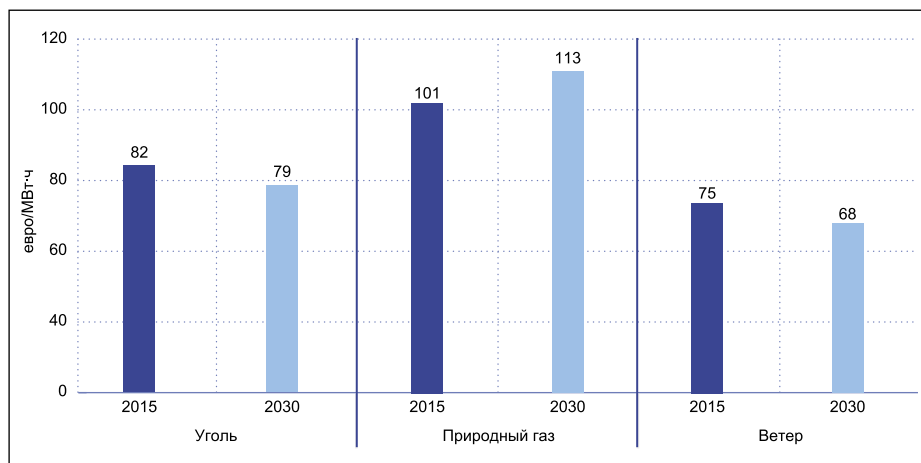


Рис. 8. Стоимость электроэнергии в Евросоюзе в 2015 и 2030 годах

ленности цен на топливо и CO₂, например эффекта «портфолио» и пр., которые будут рассмотрены далее.

Стоимость кВт генерируемой ветроэнергии практически не меняется в течение срока службы турбины, то есть определенность в этом случае составляет 100%. Этот показатель делает альтернативную энергетику все более привлекательной, особенно если принять во внимание будущие неожиданные скачки цен на ископаемые виды топлива и CO₂. По данным исследований Международного энергетического агентства (IEA), при увеличении цены угля на 10 евро к стоимости 1 кВт ветроэнергии добавляется 1 евроцент. Таким образом, стабильность экономических показателей ветроэнергетики компенсирует ее более высокую цену по сравнению с традиционными источниками со свойственными им неопределенностью и возможными рисками.

В энергетическом отчете World Energy Outlook (редакция 2008 г.) IEA пересмотрела в сторону увеличения свои прогнозы от-

носительно стоимости топлива и расходов на строительство электростанций. Как было отмечено выше, для стран Евросоюза предполагается также, что при увеличении стоимости угля в \$30 за тонну к цене энергии добавляется \$30/МВт·ч для угольных станций и \$30/МВт·ч для газотурбинных установок замкнутого цикла (CCGT). На рис. 8 представлены прогнозы IEA по стоимости выработки электричества для новых угольных, газовых и ветроэнергостанций в Евросоюзе в 2015 и 2030 году. Графики показывают, что, как ожидается, энергия ВЭУ будет самой дешевой. ■

Продолжение следует

Литература

1. Awerbuch S., Morthorst P.-E. The Economics of Wind Energy. A report by the European Wind Energy Association. March 2009.
2. <http://renewableenergy.com>
3. www.gwec.net