

А.Ю. Колпаков  
ИНП РАН, Москва

А.А. Янговский  
ИНП РАН, Москва

А.А. Галингер  
ИНП РАН, Москва

## Цена достижения нулевых эмиссий CO<sub>2</sub> к середине века: метод и оценка для крупнейших экономик мира

**Аннотация.** В статье представлен методический подход к оценке стоимости обеспечения потребностей мировой экономики в энергии при реализации амбициозных сценариев снижения эмиссий CO<sub>2</sub>, связанных с энергопотреблением. Подход учитывает, что широкомасштабное замещение ископаемых топлив электроэнергией, выработанной на основе возобновляемых источников энергии: а) должно сопровождаться созданием резервирующих аккумулирующих мощностей, развитием сетевого комплекса, внедрением водородных технологий; б) требует применения механизмов окупаемости проектов, которые закладываются в конечные цены на электроэнергию; в) создаст необходимость замещения выпадающих бюджетных доходов от производства и потребления углеводородных топлив. Прогнозные расчеты показывают, что сценарий достижения нулевых эмиссий в середине XXI в. может оказаться неустойчивым, поскольку он характеризуется удорожанием энергоснабжения мировой экономики на 40% по сравнению с современным уровнем. Отношение затрат на энергию к ВВП будет превышать 13% в отдельные периоды, а для ряда стран (в том числе России) – 15%. Для того чтобы мировая экономика оставалась в пределах своей платежеспособности, углеводороды по меньшей мере еще два десятилетия должны играть определяющую роль в процессах энергообеспечения. В то же время прирост спроса на энергию будет все в большей степени удовлетворяться с помощью безуглеродных решений.

**Ключевые слова:** CO<sub>2</sub> эмиссии, ВИЭ, цена энергии, инвестиции, Парижское соглашение.

Классификация JEL: O5, O13, O33, Q01, Q4.

Для цитирования: Колпаков А.Ю., Янговский А.А., Галингер А.А. (2022). Цена достижения нулевых эмиссий CO<sub>2</sub> к середине века: метод и оценка для крупнейших экономик мира // *Журнал Новой экономической ассоциации*. № 3 (55). С. 139–154. DOI: 10.31737/2221-2264-2022-55-3-7

### 1. Введение

Повестка борьбы с изменением климата эволюционирует стремительно. Всего пять-шесть лет назад типичные амбициозные низкоуглеродные прогнозы были представлены сценариями, которые были нацелены на стабилизацию концентрации углекислого газа (CO<sub>2</sub>) в атмосфере на уровне 450 ppm, что является условием удержания потепления климата в пределах 2 °С. В таких сценариях мировые эмиссии CO<sub>2</sub>, связанные с потреблением энергии (далее – энергетические эмиссии; на них приходится около 68% всех эмиссий парниковых газов в мире), должны были снизиться примерно на 50–60% к середине века (до уровня 13–16 млрд т). К 2018–2019 гг. глобальные энергетические выбросы CO<sub>2</sub> выросли

на 4%, а типичные низкоуглеродные сценарии стали более амбициозными – их разработчики были нацелены на выполнение той части формулировки целей Парижского соглашения, которая провозглашает необходимость приложения всех возможных усилий для удержания потепления климата в пределах 1,5 °С. В таких сценариях энергетические эмиссии CO<sub>2</sub> снижались уже на 70% к 2050 г. (до уровня ниже 10 млрд т). По состоянию на 2021 г. рост мировых эмиссий был остановлен пандемией COVID-19, и при этом новой нормой стало построение сценариев достижения нулевых эмиссий парниковых газов (и, в частности, CO<sub>2</sub>) к середине века.

Одним из выводов исследований, посвященных агрессивному энергетическому переходу, является тезис о снижении стоимости энергии. Так, по оценкам DNV GL, сокращение к 2050 г. эмиссий CO<sub>2</sub> вдвое приведет к снижению мировых затрат на энергию по отношению к ВВП с текущих 3 до 1,6%<sup>1</sup> (DNV GL, 2020, р. 135). Согласно оценкам McKinsey при достижении нулевых нетто-эмиссий парниковых газов в странах ЕС общие траты домохозяйств, включающие энергопотребление (ЖКХ, транспорт, питание, вещи, досуг), снизятся на 0,4–1,7% (McKinsey & Company, 2020, р. 178). Согласно оценкам International Energy Agency (IEA) за 2020–2050 гг. оплата счетов за энергию для домохозяйств в развитых странах снизится с 4,3 до 1,9% их дохода; в развивающихся странах – все же вырастет, но незначительно – с 3,5 до 3,9% (IEA, 2021, с. 171).

Подобные выводы выглядят дискуссионными по нескольким причинам.

Во-первых, страны, являющиеся лидерами в сфере поддержки и использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), характеризуются наивысшими ценами на электроэнергию, причем они демонстрируют растущую динамику, даже несмотря на постоянное снижение стоимости ВИЭ. Например, в Германии за период 2010–2019 гг. средняя цена электроэнергии для домашних хозяйств выросла на 6,5 евроцент/кВтч (или на 28%), из которых 4,4 евроцент/кВтч составил прирост выплат в пользу ВИЭ-генерации (Thalman, Wehrmann, 2020). В США за аналогичный период 2010–2019 гг. средняя цена на природный газ для электроэнергетики снизилась на 43%, цена на уголь – на 11%; средняя взвешенная стоимость электроэнергии на основе энергии солнца снизилась в шесть раз, на основе энергии ветра – в три раза. Однако это все факторы, которые влияют только на оптовую цену, тогда как реальный потребитель получает электроэнергию по конечной розничной цене – а она выросла за тот же период на 13% (Lazard, 2020; McConnell, 2021; Greenstone, Nath, 2019). Перечисленные тенденции являются прямым следствием применения специализированных механизмов, обеспечивающих генерирующим компаниям окупаемость инвестиций в ВИЭ за счет надбавок в конечную цену электроэнергии.

Во-вторых, достижение нулевых выбросов потребует кратного роста ежегодных инвестиций в сфере энергетики – с 1,9 трлн долл. (2018 г.) в период 2016–2020 гг. до 4,9 трлн долл. в период 2021–2040 гг. и 4,4 трлн долл. – в период 2041–2050 гг. (IEA, 2021, р. 155). При этом такой сценарий опирается на технологии, многие из которых еще не существуют в виде зрелых коммерческих тиражируемых решений и являются не окупаемыми в современных условиях (IEA, 2020, с. 170; McKinsey & Company, 2020, р. 33).

<sup>1</sup> В данном случае речь идет о сумме операционных и капитальных затрат в мировой энергетике. Эксперты DNV GL исключают из рассмотрения тот факт, что потребители покупают топливно-энергетические ресурсы по ценам, которые, помимо затрат, включают и другие компоненты (например, налоги, логистическую составляющую, обеспечение дохода, рыночную премию и др.).

Очевидно, что растущие инвестиции должны быть профинансированы, проекты – быть маржинальными, а полученные под них кредиты – уплачены с учетом процентных ставок. Диапазон механизмов, обеспечивающих выполнимость данных условий, может быть широким, но в конечном счете их имплементация выльется в рост потребительских цен. В рамках данной статьи предполагается, что все изменения в сфере использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) будут финансироваться за счет корректировки их конечных цен, и на основе этого предложен подход к оценке стоимости энергии для экономики.

## 2. Метод оценки стоимости энергии для экономики при реализации агрессивных климатических сценариев

В рамках исследования была поставлена следующая поэтапная задача:

1) сформировать сценарий, при котором развитые страны достигают нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> к 2050 г., а развивающиеся страны – к 2060 г. В таком сценарии происходит тотальная электрификация всех сфер, и энергобалансы всех стран полностью перестраиваются на использование электроэнергии, произведенной на основе ВИЭ (за исключением объемов потребления ТЭР для неэнергетических нужд). При этом все новые приросты мощностей происходят только за счет солнечной и ветровой генерации. Ряд неэлектрифицируемых процессов<sup>2</sup> переориентируются на «зеленый» водород, который производится методом электролиза с использованием электроэнергии, выработанной на основе ВИЭ-генерации;

2) оценить объем инвестиций, необходимых для описанного сценария, а также прирост цены электроэнергии, который должен произойти, для того чтобы необходимые инвестиции были коммерчески рентабельны. Учитывается, что для бесперебойной работы системы, построенной исключительно на ВИЭ, потребуются также вводы аккумулирующих мощностей и реализация водородных проектов;

3) рассчитать затраты экономики на энергопотребление<sup>3</sup> с учетом изменения цены электроэнергии и соотнести их с ожидаемой динамикой ВВП. Дополнительно учитывается, что бюджетные доходы, обусловленные производством и использованием невозобновляемых ТЭР, могут быть также переложены в цену электроэнергии<sup>4</sup>.

<sup>2</sup> Области хозяйственной деятельности, в которых предполагается использование водорода, делятся на области энергетического и неэнергетического использования. В первом случае водород может использоваться для грузовых дорожных, морских и авиационных перевозок, где аккумуляторные батареи могут оказаться неприемлемым решением. Во втором случае имеются в виду такие сферы, как химическое производство, металлургия, где водород необходим для снижения технологических выбросов парниковых газов, связанных не с потреблением энергии, а со спецификой технологических процессов. В числе таких технологических процессов – восстановление железа и получение нитрата аммония (аммиака). В настоящее время при восстановлении железа используется природный газ либо газовая смесь из водорода и окиси углерода (угарного газа). Газовую смесь получают путем парового риформинга природного газа. В результате процесса образуется углекислый газ. Этого можно избежать, если для восстановления использовать исключительно водород. Схожая ситуация в производстве аммиака, где его получают, соединяя азот (взятый из воздуха) и парогазовую смесь водорода и угарного газа (полученную путем парового риформинга). Побочным продуктом данного процесса является образование углекислого газа из угарного. Избежать такого эффекта можно, если заменить применяемые газы и газовые смеси на чистый водород. При этом вариантов избегания эмиссий CO<sub>2</sub> без использования водорода в настоящее время не существует.

<sup>3</sup> Подход авторов отличается от упомянутого выше подхода экспертов DNV GL в том, что затраты экономики на энергопотребление оцениваются на основе рассмотрения цен реализации топливно-энергетических ресурсов.

<sup>4</sup> Для обеспечения сравнимых с современными условиями функционирования бюджетного сектора потребуются решить проблему выпадающих бюджетных поступлений при уходе от невозобновляемых ТЭР (в основном это два блока бюджетных поступлений – рентные сборы за пользование недрами, а также сборы за потребление моторных топлив). Безусловно, это возможно сделать за счет потенциала неэнергетического сектора. Однако для целей данной статьи представляется целесообразным рассмотреть возможность перераспределения выпадающих доходов на единственный остающийся тип энергоносителя – электроэнергию, выработанную на основе ВИЭ.

Рассматривается следующая номенклатура стран и регионов: Австралия, Бразилия, ЕС, Индия, Индонезия, Канада, Китай, Корея, Мексика, Россия, США, Япония (далее – ТОП-12) – в совокупности они составляют 80% мирового ВВП и 73% мирового потребления первичной энергии. Базовый год расчета – 2018 г., поскольку это последний фактический временной период, для которого доступны комплексные энергобалансы, представляемые Международным энергетическим агентством (МЭА) для всех стран мира, на момент подготовки статьи.

Далее приведена система уравнений, описывающая поставленную задачу:

$$E_n^T = \sum_i E_{in}^T = \sum_j E_{jn}^T + G_n^T - L_n^T, \quad (1)$$

$$G_n^T = G_{fn}^T + G_m^T, \quad (2)$$

$$EU_n^T = \sum_i E_{in}^T EFF_i, \quad (3)$$

$$EU_n^T = GDP_n^T sEU_n^T, \quad (4)$$

$$sEU_n^T = sEU_n^{T-1} CsEU_n^T, \quad (5)$$

$$EU_{fn}^T = EU_n^T s_{fn}^{2018} (1 - f_n^T), \quad (6)$$

$$EU_m^T = EU_n^T - EU_{fn}^T, \quad (7)$$

$$G_m^T = EU_m^T / EFF_e / (1 - L_n^T), \quad (8)$$

$$L_n^T = L_n^{2018} + (L_n^T - L_n^{2018}) f_n^T, \quad (9)$$

где  $E_n^T$  – общее потребление энергии в стране  $n$  в год  $T$ ;  $E_{in}^T$  – потребление ТЭР вида  $i$  в стране  $n$  в год  $T$  (за исключением использования для неэнергетических нужд). В базовом году рассчитывается на основе энергобалансов МЭА. Для нефтетоплив берется первичное потребление минус потребление для неэнергетических нужд; для природного газа и угля – конечное потребление минус потребление для неэнергетических нужд (использование в сегменте преобразования покрывается потреблением электроэнергии и тепла); для тепла – конечное потребление; для электроэнергии – объем генерации минус потери (это допустимо, так как внешняя торговля электроэнергией незначительна);  $E_{jn}^T$  – объем потребления ТЭР всех видов  $j$ , кроме электроэнергии в стране  $n$  в год  $T$ ;  $G_n^T$  – объем генерации электроэнергии в стране  $n$  в год  $T$ . В его составе выделяются объемы генерации на основе невозобновляемых источников  $G_{fn}^T$  и ВИЭ ( $G_m^T$ );  $EU_n^T$  – полезное потребление энергии в стране  $n$  в год  $T$ ;  $EFF_i$  – эффективность энергопотребления ТЭР вида  $i$ . Предполагается равной 35% для углеводородов и 90% для электроэнергии ( $EFF_e$ ) и тепла;  $GDP_n^T$  – ВВП<sup>5</sup> страны  $n$  в год  $T$ ;  $sEU_n^T$  – удельное полезное потребление энергии на единицу ВВП в стране  $n$  в год  $T$ ;  $CsEU_n^T$  – изменение удельного полезного потребления энергии на единицу ВВП в стране  $n$  в год  $T$ ;  $EU_{fn}^T$  – полезное потребление невозобновляемой энергии (нефть и нефтепродукты, природный газ, уголь, тепло, электроэнергия за исключением генерации на основе ВИЭ), в стране  $n$  в год  $T$ ;  $s_{fn}^{2018}$  – доля невозобновляемой энергии в структуре полезного потребления энергии в стране  $n$  в базовом 2018 г.;  $f_n^T$  – степень ухода от невозобновляемой энергии в стране  $n$  в год  $T$ ;  $EU_m^T$  – полезное потребление электроэнергии, полученной на основе ВИЭ, в стране  $n$  в год  $T$ ;  $L_n^T$  – потери электроэнергии в стране  $n$  в год  $T$ ;  $L_n^{2018}$  – потери в базовом 2018 г., оцениваемые на основе энергобалансов МЭА;  $L_n^T$  – потери электроэнергии в стране  $n$  при полном переходе на электроэнергию, выработанную на основе ВИЭ<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Гипотезы о темпах роста ВВП изучаемых стран построены на основе актуальных прогнозов World Bank, IMF, а также оценок, выполненных в ИНП РАН.

<sup>6</sup> Оценки данной величины приведены в работе (Jacobson et al., 2019, p. 72–76), и потери оказываются выше по сравнению с современной энергосистемой. Ключевыми факторами увеличения доли потерь являются: а) необходимость использования систем аккумулирования электроэнергии; б) менее оптимальное взаимное расположение центров производства и потребления электроэнергии; в) необходимость иметь значительные резервные мощности для недопущения блэкаутов из-за нестабильности погодных условий, которые при благоприятных условиях вырабатывают востребованную в системе электроэнергию.

Таблица 1

Гипотезы, разработанные для ключевых параметров расчета в уравнениях (1)–(9)

Период, год	Австралия	Бразилия	ЕС	Индия	Индонезия	Канада	Китай	Корея	Мексика	Россия	США	Япония
Темп прироста ВВП, %												
2000–2010 гг.	3,0	3,7	1,4	6,7	5,2	2,9	10,6	4,7	1,5	4,8	1,7	0,6
2011–2018 гг.	2,7	0,6	1,5	6,7	5,4	2,1	7,4	3,0	2,7	1,3	2,3	1,0
2019–2030 гг.	2,3	1,8	0,9	5,2	3,9	1,7	5,8	2,3	1,3	1,7	2,1	0,6
2031–2040 гг.	2,2	2,2	1,3	6,3	3,8	1,9	4,6	1,8	1,8	2,0	1,9	0,7
2041–2050 гг.	1,9	1,9	1,2	4,0	3,3	1,7	3,3	1,3	1,5	1,8	1,7	0,5
2051–2060 гг.	1,7	1,6	1,2	3,1	2,7	1,5	2,5	0,8	1,2	1,6	1,5	0,5
Темп изменения удельного полезного энергопотребления, %												
2000–2010 гг.	-1,3	-0,5	-1,1	-0,4	-1,0	-2,9	-0,2	-2,3	0,0	-4,8	-1,8	-1,0
2011–2018 гг.	-2,2	0,5	-2,3	-1,3	-2,2	-0,8	-2,9	-1,4	-2,2	-0,5	-1,8	-2,7
2019–2030 гг.	-2,0	-0,5	-1,7	-1,5	-2,0	-1,4	-2,0	-1,2	-1,7	-1,3	-1,8	-1,9
2031–2040 гг.	-1,8	-0,7	-1,6	-1,4	-1,8	-1,4	-1,8	-1,0	-1,3	-1,5	-1,7	-1,4
2041–2050 гг.	-1,6	-0,9	-1,5	-1,3	-1,6	-1,3	-1,6	-0,8	-1,0	-1,4	-1,5	-1,0
2051–2060 гг.	-1,4	-1,0	-1,5	-1,2	-1,4	-1,2	-1,4	-0,6	-0,7	-1,2	-1,3	-1,0
Степень ухода от текущего потребления невозобновляемой энергии, %												
2030 г.	40	20	40	30	30	40	30	40	40	20	40	40
2040 г.	80	50	80	60	60	80	60	80	80	50	80	80
2050 г.	100	80	100	85	85	100	85	100	100	80	100	100
2060 г.	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Потери электроэнергии при полном переходе на ВИЭ	29	25	19	37	25	17	28	18	30	15	33	37

**Примечание.** Для всех стран эффективность энергопотребления принята для углеводородов – 35%, электроэнергии и тепла – 90%.

На основе уравнений (1)–(9) оценивается объем электроэнергии, который вырабатывается на основе ВИЭ в сценарии достижения всеми странами нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub>. Поскольку эффективность использования углеводородных ТЭР и электроэнергии отличается, расчет реализован через показатель полезного потребления энергии. Гипотезы о параметрах, используемых в приведенных уравнениях, представлены в табл. 1.

Прирост к современной цене электроэнергии, необходимый для получения новыми проектами ВИЭ-генерации выручки, гарантирующей заданную доходность и возможность выплат по привлеченным заемным средствам, оценивается с помощью уравнений:

$$M_n^T = MN_n^T + MR_n^T, \quad (10)$$

$$MN_n^T = (G_m^T - G_m^{T-1}) / CF_m, \quad (11)$$

$$MR_n^T = MN_n^{T-\tau}, \quad (12)$$

$$M_n^T = \alpha_n M_{sn}^T + \beta_n M_{wn}^T \cdot CF_m = \alpha_n CF_{sn} + \beta_n CF_{wn}, \quad (13)$$

$$I_n^T = M_{sn}^T CAPEX_{sn}^T \delta_s + M_{wn}^T CAPEX_{wn}^T \delta_w + IG_n^T + IH2_n^T, \quad (14)$$

$$RR_n^\tau = I_n^\tau \rho_n, \quad (15)$$

$$\rho_n = (1 + m) \left( (1 - d_n) + d_n F[r_n, \theta_n] \right), \quad (16)$$

$$FR_n^T = \sum_{\tau=T-\theta_n}^T RR_n^\tau, \quad (17)$$

$$\Delta_n^T = FR_n^T / G_n^T - \gamma_n f_n^T + TAX_n f_n^T, \quad (18)$$

$$C_n^T = \sum_j P_{jn}^{2018} E_{jn}^T + (P_{en}^{2018} + \Delta_n^T) G_n^T, \quad (19)$$

$$\pi_n^T = C_n^T / GDP_n^T, \quad (20)$$

где  $M_n^T$  – суммарные вводы мощностей генерации на основе ВИЭ в стране  $n$  в год  $T$ ;  $MN_n^T$  – новые вводы мощностей генерации на основе ВИЭ для покрытия растущего спроса на электроэнергию в стране  $n$  в год  $T$ ;  $MR_n^T$  – вводы на замену выбывающих мощностей генерации на основе ВИЭ в стране  $n$  в год  $T$ ;  $CF_m$  – коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) генерации на основе ВИЭ в стране  $n$ ;  $\tau$  – срок жизни мощностей генерации на основе ВИЭ;  $M_{sn}^T$  и  $M_{wn}^T$  – вводы мощностей солнечной (СЭС) и ветровой (ВЭС) генерации соответственно в стране  $n$  в год  $T$ ;  $CF_{sn}$  и  $CF_{wn}$  – КИУМ солнечной и ветровой генерации<sup>7</sup> соответственно в стране  $n$ ;  $\alpha_n$  и  $\beta_n$  – доли солнечной и ветровой генерации<sup>8</sup> соответственно во вводах мощностей в стране  $n$ ;  $I_n^T$  – суммарные инвестиции, необходимые для реализации сценария достижения нулевых энергетических выбросов  $CO_2$  в стране  $n$  в год  $T$ ;  $CAPEX_{sn}^T$  и  $CAPEX_{wn}^T$  – удельные капиталовложения<sup>9</sup> в строительство генерирующих мощностей солнечной и ветровой генерации соответственно в стране  $n$  в год  $T$ ;  $\delta_s$  и  $\delta_w$  – степень удорожания проектов солнечной и ветровой генерации соответственно при их резервировании аккумулялирующими мощностями<sup>10</sup>;  $IG_n^T$  и  $IH2_n^T$  – инвестиции в сетевое хозяйство и объекты водородной энергетики соответственно<sup>11</sup> в стране  $n$  в год  $T$ ;  $RR_n^\tau$  – необходимая выручка, которую нужно обеспечить проектам, запущенным в стране  $n$  в году  $\tau$  для реализации сценария нулевых энергетических выбросов  $CO_2$ ;  $\rho_n$  – степень удорожания проектов (по сравнению с величиной инвестиций) в стране  $n$  из-за обеспечения им доходности и финансирования выплат по привлеченным заемным средствам;  $m$  – доходность проектов;  $d_n$  – доля заемных средств, привлекаемых для реализации проектов в стране  $n$ ;  $F[r_n, \theta_n]$  – степень переплаты за весь срок окупаемости проекта в стране  $n$  из-за привлечения<sup>12</sup>

<sup>7</sup> Они оценены на основе статистических данных BP, IRENA, REN21, национальных статистических агентств, а также (Kim H.-G., Kang, Kim C.K., 2017; NREL, 2017; Morales-Ruvalcaba et al., 2020).

<sup>8</sup> Они оценены на основе статистических данных BP и REN21 о фактических приростах мощностей ВИЭ в исследуемых странах, а также (IESR, 2019).

<sup>9</sup> Текущие значения для каждой страны оцениваются на основе статистических данных IRENA, REN21, EIA и национальных статистических агентств. В расчете предполагается, что к концу прогнозного периода удельные капиталовложения проектов ВИЭ генерации снизятся на 10% (IEA, 2019, с. 274).

<sup>10</sup> Оценка этих параметров приведена в (Veselov, Pankrushina, Khorshv, 2021). Для расчета используется вариант резервирования ВИЭ-генерации аккумулялирующими батареями на 50% мощности.

<sup>11</sup> Оценки этих величин для сценария достижения нулевых энергетических выбросов  $CO_2$  взяты из (IEA, 2021, р. 118, 155).

<sup>12</sup> В рамках расчета предполагается, что окупаемость проекта достигается за счет обеспечения ему необходимой выручки за время, равное сроку привлечения заемных средств. Ставки, по которым привлекаются заемные средства в разных странах, соответствуют статистике World Bank (Lending interest rate), а также (Steffen, 2021). Срок окупаемости проектов для каждой страны выбирался на основе характеристик тех механизмов, которые они используют в электроэнергетике, и в основном это feed-in тарифы, которые выдаются обычно на 15–25 лет. Переплата по кредитам рассчитывалась в зависимости от их параметров с помощью сервиса «Кредитный калькулятор» на платформе banki.ru.

заемных средств по ставке  $r_n$  на срок  $\theta_n$ ;  $FR_n^T$  – суммарная выручка, которая должна быть обеспечена в год  $T$  проектам, запущенным в стране  $n$  для реализации сценария нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub>;  $\Delta_n^T$  – прирост к современной цене электроэнергии в стране  $n$  в год  $T$ , который необходим для обеспечения реализации проектов, нацеленных на реализацию сценария нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub>;  $\gamma_n$  – топливная составляющая<sup>13</sup> в современной цене электроэнергии в стране  $n$ ;  $TAX_n$  – бюджетные доходы<sup>14</sup> страны  $n$ , обусловленные производством и использованием невозобновляемых ТЭР;  $C_n^T$  – общая стоимость энергопотребления в стране  $n$  в год  $T$ ;  $P_{en}^{2018}$  и  $P_{jn}^{2018}$  – средние цены реализации электроэнергии и прочие виды ТЭР  $j$  соответственно в стране  $n$  в базовом 2018 г.;  $\pi_n^T$  – относительная стоимость энергопотребления по отношению к ВВП в стране  $n$  в год  $T$ .

Также оценивается относительная стоимость энергопотребления в стране по отношению к ВВП. Гипотезы о параметрах, используемых в приведенных уравнениях, представлены в табл. 2.

Таблица 2

Гипотезы, разработанные для ключевых параметров расчета в уравнениях (10)–(20)

Период / показатель	Австралия	Бразилия	ЕС	Индия	Индонезия	Канада	Китай	Корея	Мексика	Россия	США	Япония
КИУМ – СЭС/ВЭС,	13/34	26/45	12/26	15/23	14/21	15/28	12/25	13/23	15/35	11/23	20/35	14/20
Доля во вводах ВИЭ – СЭС/ВЭС,	77/23	36/64	53/47	80/20	50/50	25/75	55/45	95/5	53/47	40/60	60/40	95/5
CAPEX – СЭС/ВЭС, тыс. долл. (2018 г.)/кВт	1,4/ 1,55	1,2/ 1,6	1,0/ 1,8	0,9/ 2,1	0,95/ 1,7	1,0/ 2,0	0,9/ 2,4	1,3/ 1,8	1,1/ 1,7	0,8/ 0,9	1,1/ 1,6	1,3/ 1,8
Срок окупаемости проектов, лет	15	20	20	20	20	20	20	15	15	15	20	20
Кредитная ставка для проектов, %	5,5	6,0	6,0	10,0	11,0	3,0	8,0	4,0	9,0	10,0	5,5	2,0
Удорожание проектов (доходность и выплаты по займам), раз	1,6	1,7	1,7	2,3	2,5	1,4	2,0	1,4	1,8	1,9	1,7	1,3

<sup>13</sup> При уходе от невозобновляемой генерации в отрасли возникнет экономия на топливных затратах. Согласно оценкам (Lazard, 2020; Back, Kofoed-Wiuff, 2017), а также [https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa\\_08\\_04.html](https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_04.html), топливные затраты на угольных и газовых электростанциях варьируются в диапазоне 2–5 цент/кВтч в зависимости от цен на топливо и режимов использования мощности, причем наиболее типовым значением является 3 цент/кВтч.

<sup>14</sup> Такие данные представлены преимущественно на сервисах с бюджетной статистикой. Например, для России – <http://budget.gov.ru>; для США – <https://highways.dot.gov> и <https://revenue.data.doi.gov> и т.п.

Окончание таблицы 2

Период / Показатель	Австралия	Бразилия	ЕС	Индия	Индонезия	Канада	Китай	Корея	Мексика	Россия	США	Япония
Инвестиции в сетевой комплекс и водородные проекты, млрд долл. (2018 г.)												
2018 г.	3	7	35	21	3	7	82	7	4	9	68	8
2030 г.	8	21	100	62	9	21	257	20	11	30	189	24
2040 г.	11	30	146	95	13	28	432	29	16	56	259	41
2050 г.	9	26	126	86	11	24	406	26	14	54	216	38
2060 г.	6	17	83	55	7	16	251	17	9	33	145	24
Современный уровень бюджетных поступлений от производства и использования невозобновляемых ТЭР, млрд долл. (2018 г.)	23	6	347	84	16	31	81	24	30	173	97	40
Средние цены реализации в 2018 г.												
нефте-топлива, долл./т	1270	1240	1260	1210	970	1140	1420	1987	1311	836	900	1740
природный газ, долл./тыс. куб. м	216	418	596	172	360	413	271	457	163	97	146	385
уголь, долл./т	107	133	92	111	70	90	84	112	80	56	73	100
тепло, долл./Гкал			84				43			29		
электро-энергия, цент/кВтч	24	15	25	9	13	15	9	11	12	7	13	23
Топливная составляющая цены электро-энергии, цент/кВтч	4	2	5	3	3	2	3	3	3	2	3	5

**Примечание.** Для всех стран в уравнении (12) приняты: изменение CAPEX за 2018–2060 гг. – –10%, срок жизни объектов СЭС и ВЭС – 20 лет; удорожание при резервировании – СЭС/ВЭС – 70/40%; доходность проектов / доля заемных средств – 12/80%.

### 3. Количественные оценки стоимости энергии для экономики при достижении нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> в середине века

В данном разделе представлена реализация предложенного методического подхода оценки стоимости энергии для экономики при достижении нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> в середине века (к 2050 г. в развитых стра-



нах и к 2060 г. — в развивающихся). Выполненные количественные оценки всех ключевых показателей приведены на рис. 1–2 и в табл. 3.

Объем полезного энергопотребления в ТОП-12 экономиках мира увеличится за 2018–2060 гг. на 74%, при том что совокупный ВВП рассматриваемых стран и регионов вырастет в 2,8 раза. В 2018 г. на развитые и развивающиеся страны приходилось примерно по половине всего полезного потребления энергии (49 и 51% соответственно), однако в перспективе доля развивающихся экономик существенно вырастет и достигнет 70–72% к середине века, что является следствием более динамичного экономического развития этих стран.

Поскольку рассматриваемый сценарий предполагает решительный структурный сдвиг в сторону электроэнергии на основе ВИЭ, ее производство растет колоссальными темпами — и вырастет примерно в 11 раз к 2040 г. и в 20 раз к 2060 г. относительно современных значений. Следует обратить внимание, что выработка электроэнергии на основе ВИЭ имеет достаточно нестабильный характер в силу зависимости от погодных условий, поэтому возрастает необходимость в резервных и аккумулирующих мощностях для гарантированного прохождения периодов спада производства и пиков потребления. А с учетом возрастающей доли потерь электроэнергии в энергосистеме, основанной на ВИЭ (Jacobson et al., 2019, p. 72–76), необходимый уровень производства электроэнергии в результате оказывается в 1,5 раза выше ее потребления.

Для того чтобы обеспечить обозначенное наращивание ВИЭ-генерации, необходимо разворачивать масштабные вводы производственных мощностей. Так, если в период 2010–2018 гг. среднегодовые вводы мощностей ВИЭ в мире

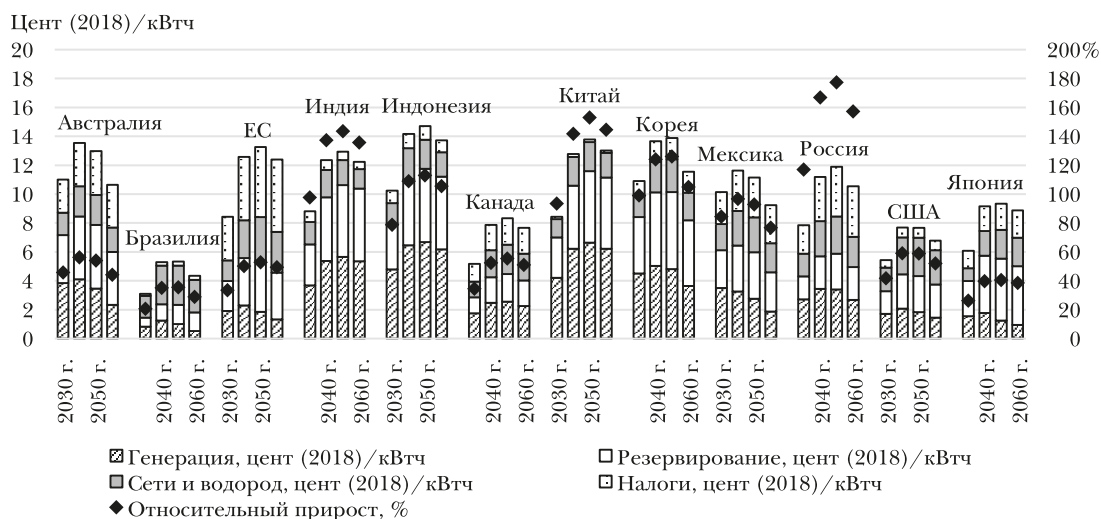


Рис. 1

Факторный анализ прироста цены электроэнергии в ТОП-12 экономиках мира относительно уровня 2018 г. в сценарии достижения нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> к 2060 г.

Источник: оценки авторов.

**Таблица 3**  
Оценка производства электроэнергии и вводов мощностей на основе ВИЭ и необходимых инвестиций для реализации сценария достижения нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> в ТОП-12 экономиках мира к 2060 г.

Год/период	Австралия	Бразилия	ЕС	Индия	Индонезия	Канада	Китай	Корея	Мексика	Россия	США	Япония	ТОП-12
2010 г.	424	828	6560	1654	506	1010	8793	831	632	2976	7903	1905	34022
2018 г.	442	908	6145	2498	643	1118	12363	943	657	3180	8138	1656	38692
2030 г.	455	1072	5565	3842	799	1162	18988	1066	621	3330	8381	1416	46697
2040 г.	471	1243	5389	6147	967	1218	24826	1153	652	3499	8522	1319	55405
2050 г.	484	1370	5220	7983	1139	1265	29232	1210	684	3648	8672	1254	62161
2060 г.	498	1452	5057	9601	1291	1301	32499	1234	718	3773	8830	1192	67446
Производство электроэнергии на основе ВИЭ, ТВтч													
2010 г.	22	437	680	159	27	369	782	6	46	167	441	112	3248
2018 г.	44	495	1053	300	49	434	1833	23	55	193	743	177	5398
2030 г.	267	768	3399	2012	351	858	9293	538	380	989	4958	867	24680
2040 г.	565	1227	5943	6118	820	1373	22076	1212	804	2321	10632	1725	54817
2050 г.	758	1750	7161	11605	1401	1693	37389	1640	1086	3810	14382	2211	84886
2060 г.	779	2152	6937	16933	1912	1741	50152	1673	1140	4932	14643	2102	105097
Вводы ВИЭ генерации, ГВт													
2010–2018 гг.	14	16	182	49	3	12	329	8	7	7	106	53	786
2019–2030 гг.	143	85	1441	1177	197	196	4771	435	152	500	1851	551	11498
2031–2040 гг.	223	158	1930	2962	330	266	8995	637	224	910	2839	817	20293
2041–2050 гг.	247	237	2005	4862	552	327	14073	738	265	1359	3255	860	28779
2051–2060 гг.	204	257	1564	6488	639	260	16338	598	224	1539	2606	685	31401
Доля вводов для замещения выбывающей ВИЭ генерации, %													
2031–2040 гг.	15	13	19	5	7	11	9	10	12	8	12	16	10
2041–2050 гг.	50	34	63	22	31	55	30	51	50	31	49	55	35
2051–2060 гг.	93	53	100	44	48	91	50	95	89	54	96	100	58
Инвестиции в ВИЭ генерацию, системы резервирования, сети, водородные проекты, трлн долл. (2018 г.)													
2019–2030 гг.	0,4	0,3	3,8	2,6	0,5	0,7	13,4	1,1	0,4	0,9	5,2	1,4	30,6
2031–2040 гг.	0,6	0,6	5,2	6,1	0,8	0,9	24,7	1,6	0,6	1,6	7,9	2,1	52,6
2041–2050 гг.	0,6	0,8	5,4	9,4	1,2	1,0	36,6	1,8	0,7	2,2	8,6	2,2	70,4
2051–2060 гг.	0,5	0,7	4,1	11,7	1,3	0,8	39,9	1,4	0,6	2,2	6,6	1,7	71,5

Источники: МЭА, REN21, ВР, оценки авторов

составляли около 70 ГВт, то в период 2019–2040 гг. эта величина должна резко увеличиться — до порядка 1,5 ТВт (в 22 раза), а в период 2041–2060 гг. — уже до 3 ТВт (в 43 раза). Рост мощностей опережает объемы выработки электроэнергии по двум основным причинам: 1) увеличения потерь в энергосистеме по мере наращивания доли ВИЭ; 2) необходимости замещать выбывающие мощности ВИЭ, срок службы которых оценивается в 20 лет — это означает, что те мощности ВИЭ-генерации, которые массово вводились в эксплуатацию в прошедшее десятилетие 2010–2020 гг., могут потребовать замены уже после 2030 г. И по мере увеличения доли ВИЭ в энергобалансе данный тренд будет только усиливаться. В целом в ТОП-12 крупнейших экономиках 10% всех вводов ВИЭ в период 2031–2040 гг. будут обусловлены требованием замещения выбывающих мощностей, а к 2051–2060 гг. эта доля вырастет почти до 60%.

Создание энергосистемы, характеризующейся нулевыми эмиссиями CO<sub>2</sub>, потребует интенсификацию инвестиционных вложений. Как указывалось ранее, совокупные среднегодовые инвестиции в сфере энергетики за прошедшее десятилетие составляли около 1,9 трлн долл. (2018 г.). В рассматриваемом сценарии среднегодовые энергетические инвестиции<sup>15</sup> ТОП-12 экономик должны будут увеличиться до 3,1 трлн долл. в период до 2030 г., до 5,3 трлн долл. — в следующее десятилетие, до 7,1 трлн долл. — в период 2041–2060 гг.

По показателю прироста цен на электроэнергию (рис. 1) все рассматриваемые страны и регионы можно поделить на несколько групп. В большинстве развитых экономик (Австралия, ЕС, Канада, США, Япония) удорожание электроэнергии в перспективе будет находиться в пределах 60% — во многом это следствие того, что именно здесь наиболее высокие цены на электроэнергию в современном мире. В Корее и Мексике цены вырастут чуть больше — до 100–130% в пике (2040–2050 гг.). Бразилия характеризуется наименьшим удорожанием электроэнергии, поскольку структура генерации в этой стране на 82% состоит из ВИЭ. Остальные развивающиеся страны (Индия, Индонезия, Китай, Россия) будут вынуждены столкнуться с существенно более высоким ростом цен — на 120–180% в пиковые 2040–2050 гг. Россия характеризуется наиболее резким скачком из-за налогового фактора, а именно необходимости восполнения значительных выпадающих доходов бюджета от сворачивающейся углеродной энергетики.

Важно подчеркнуть, что не следует ожидать снижения конечных цен на электроэнергию при масштабном распространении ВИЭ — по крайней мере до тех пор, пока все проекты не окупятся и масштабы их реализации не начнут замедляться. Безусловно, увеличение доли ВИЭ будет вести к сокращению топливной составляющей цены, однако это — лишь один из факторов. Если рассматривать более широкий набор эффектов, некоторое снижение цен на электроэнергию можно ожидать только после 2050 г.

<sup>15</sup> Приведенные оценки инвестиций оказываются более высокими по сравнению с анализом МЭА, где среднегодовые инвестиции находятся в диапазоне 4–5 трлн долл. в период до 2050 г. (IEA, 2021). Такое отличие объясняется разными сценарными гипотезами — вот некоторые из них: 1) в работе МЭА на всем перспективном периоде мировое энергопотребление находится на уровне порядка 90% значений 2018 г.; 2) исследование МЭА предполагает существенные поведенческие изменения и развитие тренда на ответственное производство и потребление, что снизит совокупное конечное энергопотребление в мире на 11%; 3) МЭА использует гипотезы о трехкратном снижении удельных капиталовложений в солнечную генерацию относительно современных значений; 4) МЭА использует гипотезы о кредитных ставках для проектов ВИЭ в ключевых странах на уровне 3,2–3,7%, что существенно ниже текущих значений (Steffen, 2020, p. 9).

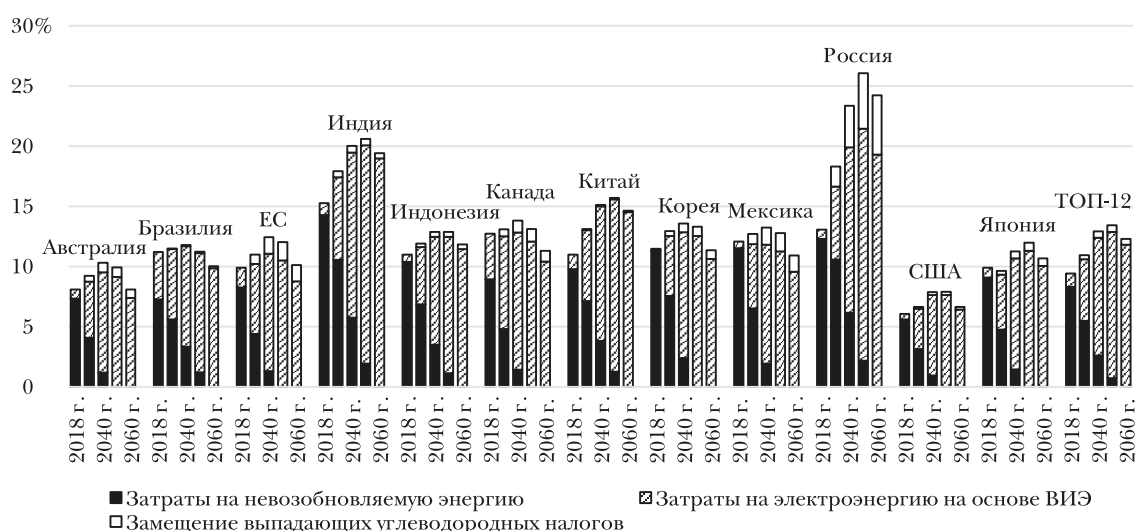


Рис. 2

Оценка затрат на энергию по отношению к ВВП в ТОП-12 экономиках мира в сценарии достижения нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> к 2060 г.

Источник: оценки авторов.

Оценки совокупных затрат на энергию по отношению к ВВП (рис. 2) демонстрируют, что реализация сценария достижения нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> в середине века приведет к существенному удорожанию энергоснабжения мировой экономики. В 2018 г., когда цена нефти Brent составляла 71 долл./барр., расходы ТОП-12 стран на энергоснабжение их экономик составляли 9,4% ВВП. По мере перехода на низкоуглеродные решения данная величина достигнет 10,9% в 2030 г., 12,9% – в 2040 г., 13,4% – в 2050 г., после чего несколько снизится до 12,3% в 2060 г. Таким образом, на протяжении всего 40-летнего перспективного периода энергоснабжение мировой экономики будет обходиться дороже – в пиковый период в 1,4 раза (что сопоставимо с функционированием экономики при ценах на нефть на уровне 100 долл./барр.).

Здесь следует напомнить, что затраты на энергию по отношению к ВВП считаются рядом экспертов (Башмаков, 2006; Цибульский, 2019) особенной индикативной величиной, для которой существует устойчивая зона с предельными значениями снизу и сверху. На основе эмпирического анализа ретроспективных значений неоднократно делался вывод о том, что если отношение затрат на энергию к ВВП превышает некоторую предельную величину, дальнейший устойчивый рост экономики в рамках устоявшейся модели оказывается невозможным. Возврат в стабильный диапазон значений обычно происходил на фоне различного рода кризисных явлений. Считается, что мировая экономика может позволить тратить на энергию не более 10–11% ВВП<sup>16</sup>, а выход за указанные значения может быть только кратковременным и будет сопровождаться запуском фундаментальных демпфирующих механизмов.

<sup>16</sup> В данном случае затраты мировой экономики на энергопотребление оцениваются с учетом рассмотрения цен топливно-энергетических ресурсов.

Указанная оценка лимита в 10–11% ВВП была получена на основе рассмотрения первичного потребления энергии, тогда как анализ, выполненный в данной статье, акцентируется на конечном использовании ТЭР. Поэтому напрямую данный предельный уровень применять к полученным количественным оценкам не совсем корректно. Однако он все же является индикатором, сигнализирующим о неустойчивости сценария достижения нулевых энергетических выбросов CO<sub>2</sub> в середине века. Проблема усугубляется еще и тем, что период нахождения на предельных уровнях платежеспособности экономики (или даже за этими пределами) измеряется несколькими десятилетиями.

По всей видимости, точно неустойчивым является такой сценарий для Индии и России, где уровень затрат на энергию достигает отметки 20% ВВП. Если учесть налоговую составляющую, необходимую для замещения выпадающих бюджетных углеводородных доходов, то для России этот показатель и вовсе взлетит до 25%. Полученный результат может быть использован в качестве доказательства «от обратного», почему для этих стран траектория развития, нацеленная на нулевые энергетические эмиссии CO<sub>2</sub>, не может рассматриваться в качестве адекватной. Еще одной страной, для которой уровень затрат на энергию оказывается относительно высоким (15%), является Китай.

Такие страны и регионы как ЕС, Индонезия, Корея, Япония, можно назвать среднестатистическими в том плане, что для них величина и динамика расходов на энергию сопоставима с общемировым уровнем. Поэтому для них также справедливо опасение об устойчивости рассматриваемого сценария. Оставшиеся страны либо характеризуются относительно низкими затратами на энергию в целом (США, Австралия), либо в них удорожание энергии по сравнению с современным уровнем можно ожидать незначительным (Бразилия, Канада, Мексика).

Но тогда возникает закономерный вопрос, какой наиболее амбициозный сценарий ухода от ископаемых топлив может позволить себе мировая экономика, чтобы при этом остаться в «устойчивой» зоне. На рис. 3 показаны параме-

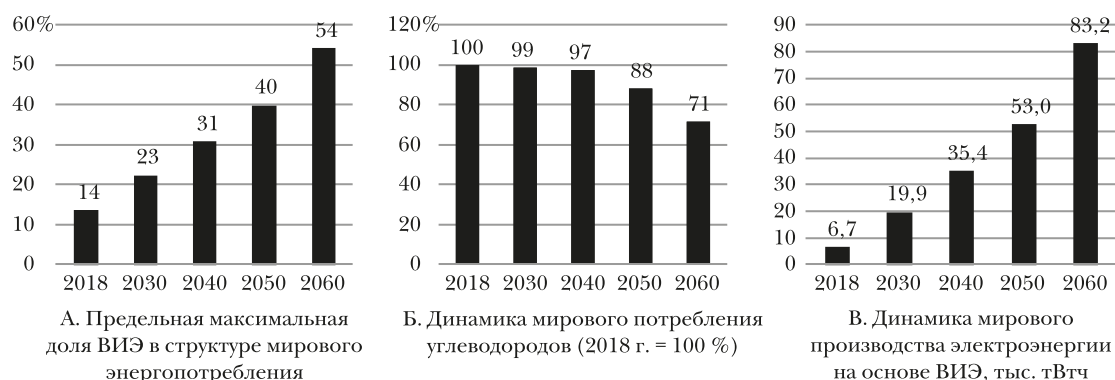


Рис. 3

Параметры сценария, при котором мировые затраты на энергию не превысят 10% ВВП в период до 2060 г.

Источник: оценки авторов.

тры такого сценария, при которых величина мировых затрат на энергию будет составлять 10% ВВП (при принятых гипотезах в табл. 1–2).

Предельная максимальная доля ВИЭ в структуре мирового энергопотребления оценивается в 23% в 2030 г. (по сравнению с фактическим значением на уровне 14% в 2018 г.), после чего она постепенно растет до 54% в 2060 г. Объем производства электроэнергии на основе ВИЭ вырастает за 2018–2060 гг. с 6,7 до 83,2 тыс. ТВтч (в 12 раз), а среднегодовая величина инвестиций в сфере энергетики составила 3,5 трлн долл. (2018 г.). При этом валовый объем мирового потребления углеводородов останется примерно на одном уровне вплоть до 2040 г., т.е. безуглеродные источники будут удовлетворять прирост энергопотребления. К 2060 г. использование углеводородов сократится на 29% от современных значений.

#### 4. Заключение

Задача кардинального снижения эмиссий  $\text{CO}_2$  является настоящим вызовом для мировой экономики. Даже при существовании технико-технологических решений они должны пройти общую процедуру реализации проектов, а значит – иметь понятные источники финансирования и окупаемости. Современная практика поддержки ВИЭ, использование которых позволяет снижать энергетические эмиссии  $\text{CO}_2$ , реализуется через механизмы, которые приводят к образованию надбавок к конечной цене электроэнергии. Движение к менее углеродоемкому энергобалансу предполагает постепенную электрификацию всех возможных процессов со снижением роли ископаемых топлив, а также переход к доминирующей роли ВИЭ в структуре генерации. Это означает, что практически неизбежным является дальнейшее наращивание объема надбавок, которые политики будут вынуждены применять к ценам электроэнергии, ведь адресование ценовых и налоговых инструментов на перманентно сужающийся объем ископаемых ТЭР будет неэффективно.

Динамика внедрения низкоуглеродных решений, безусловно, определит цену, которую будет вынуждена заплатить мировая экономика за финансирование структурного сдвига в энергетике. Прогнозные оценки показывают, что сценарий достижения нулевых энергетических эмиссий  $\text{CO}_2$  уже в середине века может оказаться просто нереализуемым из-за ограничений со стороны экономического роста. В таком сценарии мировые затраты на энергию по отношению к ВВП вырастают с современных 9 до 13% после 2030 г. при том что устойчивое социально-экономическое развитие, как считается, возможно при неперевышении этой индикативной константой уровня 10–11%.

Этот результат сигнализирует о долгосрочной неустойчивости чересчур амбициозных целей декарбонизации и высоких рисках со стороны форсирования агрессивных инструментов климатической политики для будущего сбалансированного развития мировой экономики. Поэтому, помимо мер снижения антропогенных эмиссий в производственной сфере, масштабы развертывания которых могут оказаться недостаточными, определяющее значение имеют и иные направления реагирования на климатические риски, в том числе создание условий для максимизации поглощения эмиссий природными экосистемами, стимулирование разумных поведенческих изменений на стороне спроса, а также фокусирование особого внимания на проблеме адаптации к изменениям климата.

## ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Башмаков И.** (2006). Цены на нефть: пределы роста и глубины падения // *Вопросы экономики*. № 3. С. 28–41. [**Bashmakov I.** (2006). Oil prices: Limits to growth and the depth of falling. *Voprosy Ekonomiki*, 3, 28–41. DOI: 10.32609/0042-8736-2006-3-28-41 (in Russian).]
- Цибульский В.Ф.** (2019). Энергетические ограничения экономического роста // *Энергетическая политика*. № 1. С. 28–33. [**Tsibulskiy V.F.** (2019). Energetic limits to economic growth. *Energy Policy*, 1, 28–33 (in Russian).]
- Back B., Kofoed-Wiuff A.** (2017). *Update of financial data for coal fired CHP plants in the technology catalog*. Available at: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/update\\_of\\_financial\\_data\\_for\\_coal\\_fired\\_chp\\_plants\\_may17\\_july17.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/update_of_financial_data_for_coal_fired_chp_plants_may17_july17.pdf)
- DNV GL (2020). *Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050*. Available at: <https://eto.dnv.com/2020/index.html#ETO2019-top>
- Greenstone M., Nath I.** (2019). Do renewable portfolio standards deliver? *University of Chicago, Working paper No. 2019–62*. Available at: <https://epic.uchicago.edu/wp-content/uploads/2019/07/Do-Renewable-Portfolio-Standards-Deliver.pdf>
- IEA (2019). *World Energy Outlook 2019*. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
- IEA (2020). *Energy Technology Perspectives 2020*. Available at: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>
- IEA (2021). *Net Zero by 2050*. Available at: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IESR (2019). *Levelized cost of electricity in Indonesia: Understanding the levelized cost of electricity generation*. Institute for Essential Services Reform (IESR), Jakarta. Available at: <http://iesr.or.id/wp-content/uploads/2020/01/LCOE-Full-Report-ENG.pdf>
- Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Cameron M.A., Coughlin S.J., Hay C.A., Manogaran I.P., Yanbo S., Krauland A.-K. von** (2019). *Impacts of green new deal energy plans on grid stability, costs, jobs, health, and climate in 143 countries*. DOI: 10.1016/j.oneear.2019.12.003
- Kim H.-G., Kang Y.-H., Kim C.K.** (2017). Analysis on wind energy status and capacity factor of South Korea by EPSIS wind power generation data. *Journal of Wind Energy*, 8 (2), 24–30. DOI: 10.33519/kwea.2017.8.2.004
- Lazard (2020). *Lazard's levelized cost of energy analysis – version 14.0*. Available at: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
- McConnell Ch.** (2021). *Why are utilities so expensive?* Prager University, 01.02.2021. Available at: [https://assets.ctfassets.net/qnesrjodfi80/2VRfwAvJlSqCjynEZFEMKc/cd5327cbe0e6be0075d647b209dae6d8/McConnell-Why\\_Are\\_Utilities\\_So\\_Expensive-Transcript.pdf](https://assets.ctfassets.net/qnesrjodfi80/2VRfwAvJlSqCjynEZFEMKc/cd5327cbe0e6be0075d647b209dae6d8/McConnell-Why_Are_Utilities_So_Expensive-Transcript.pdf)
- McKinsey & Company (2020). *Net-Zero Europe. Decarbonization pathways and socioeconomic implications*. Available at: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/how-the-european-union-could-achieve-net-zero-emissions-at-net-zero-cost>
- Morales-Ruvalcaba C.F., Rodríguez-Hernández O., Martínez-Alvarado O., Drew D.R., Ramos E.** (2020). Estimating wind speed and capacity factors in Mexico using reanalysis data. *Energy for Sustainable Development*, 58, 158–166. DOI: 10.1016/j.esd.2020.08.006
- NREL (2017). *ReEDS-Mexico: A capacity expansion model of the Mexican power system*. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/70076.pdf>

- Steffen B.** (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*, 88, 104783. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104783
- Thalman E., Wehrmann B.** (2020). What German households pay for power. *Clean Energy Wire*. 24.01.2020. Available at: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>
- Veselov F., Pankrushina T., Khorshev A.** (2021). Comparative economic analysis of technological priorities for low-carbon transformation of electric power industry in Russia and the EU. *Energy Policy*, 156, 112409. doi: 10.1016/j.enpol.2021.112409

Поступила в редакцию 11.07.2021

Received 11.07.2021

**A. Yu. Kolpakov**

Institute of Economic Forecasting, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**A.A. Yantovskii**

Institute of Economic Forecasting, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**A.A. Galinger**

Institute of Economic Forecasting, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

## **Cost of achieving zero CO<sub>2</sub> emissions by mid-century: Approach and estimation for the world largest economies**

**Abstract.** The article presents a methodological approach to assessing the cost of energy for the world economy in ambitious scenarios for reducing CO<sub>2</sub> emissions associated with energy consumption. The approach takes into account that large-scale replacement of fossil fuels with electricity generated from renewable energy sources: a) should be accompanied by the grid development and the deployment of reserve storage capacities and hydrogen technologies; b) requires the use of mechanisms for projects payback, which are included in the final prices for electricity; c) will create the need to replace the shortfall in budget revenues from the production and consumption of hydrocarbon fuels. Forecast calculations show that the scenario of achieving zero emissions in the middle of the XXI century may turn out to be unstable, since it is characterized by increase in the cost of energy supply to the world economy by 40% compared to the current level, and the ratio of energy costs to GDP will exceed 13% in certain periods, and for some countries (including Russia) – 15%. For the global economy to remain within its solvency limits, hydrocarbons should play a decisive role in energy supply for another two decades, but the growth in energy demand can increasingly be met with the help of carbon-free solutions.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> emissions, renewable energy, energy price, investments, Paris Agreement.

JEL Classification: O5, O13, O33, Q01, Q4.

For reference: **Kolpakov A.Yu., Yantovskii A.A., Galinger A.A.**, (2022). Cost of achieving zero CO<sub>2</sub> emissions by mid-century: Approach and estimation for the world's largest economies. *Journal of the New Economic Association*, 3 (55), 139–154. DOI: 10.31737/2221-2264-2022-55-3-7