

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ВВЕДЕНИЯ УГЛЕРОДНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОЗМОЖНОСТИ СНИЖЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЦЕНОВОЙ НАГРУЗКИ⁴

Соляник А.И., Веселов Ф.В.

*Институт энергетических исследований РАН,
Россия, г. Москва, ул. Нагорная д.31, корп.2
erifedor@mail.ru, info@eriras.ru*

Аннотация: Рассмотрены возможности применения финансово-экономических моделей электроэнергетики и отдельных производственных сегментов для оценки влияния углеродных платежей на необходимую отраслевую выручку и розничную цену электроэнергии. Исследованы возможности сдерживания ценовой нагрузки при использовании углеродных платежей для снижения инвестиционных затрат в сегментах безуглеродной энергетики.

Введение

В развитии мировой экономики и энергетики в 21 веке все большее значение получают экологические и климатические факторы. Усилия стран по сдерживанию глобального потепления за счет ограничения эмиссии парниковых газов (ПГ) приобретают все более скоординированный и амбициозный характер. Если подписанный в 1997 году и действовавший в 2008-2020 гг. Киотский протокол предусматривал активные действия лишь со стороны развитых стран, то новое Парижское соглашение, ратифицированное почти всеми странами-членами ООН, предусматривает для каждой из них (в различном виде) количественные обязательства по сдерживанию роста или снижению эмиссии ПГ. Эти обязательства или национальные вклады (англ. national determined contribution, NDC) должны регулярно (каждые 5 лет) пересматриваться странами при обязательном повышении «амбициозности» целей ограничения или снижения эмиссии ПГ на следующий период. В Российской Федерации, которая является одним из крупнейших стран-эмитентов, на период до 2030 года установлен целевой показатель предельного годового объема выбросов ПГ (с учетом максимальной поглощающей способности лесов) не выше 70% от уровня 1990 года.

Ключевая цель реализации Парижского соглашения заключается в удержании прироста средней глобальной температуры к 2100 г. на уровне ниже 2 °С сверх доиндустриального уровня, а также в принятии мер по ограничению роста температуры не выше 1,5 °С. Однако по имеющимся оценкам [1] даже успешное выполнение всех обязательств, заявленных странами в их NDC, не позволит даже приблизительно выйти на траекторию сдерживания роста мировой температуры к 2100 г. менее чем на 1,5 градуса. В связи с этим, многие страны мира начали разработку стратегий перехода к углеродной нейтральности (нетто) своих экономик в период до 2050 – 2060 гг. По состоянию на апрель 2021 г. правительства более 100 стран рассматривают такую возможность. При этом уже 48 стран, ответственных за 46 % мировых выбросов ПГ, в том или ином виде на официальном уровне установили цель по достижению углеродной нейтральности, причем в 6 странах это закреплено законодательным актом, в 26 странах – на уровне документа стратегического планирования [2].

Масштабность и долгосрочность задач по низкоуглеродной перестройке национальной экономики и энергетического сектора в каждой стране требует системного, стратегического подхода, который обеспечил бы баланс между темпами снижения экологической нагрузки, экономического роста, а также уровнем социального благополучия. Особую роль при этом играют экономические механизмы управления декарбонизацией, стимулирующие экономических агентов к переходу на новые, менее ресурсо- и энергоемкие производственные технологии и вовлечению безуглеродных энергетических ресурсов, включая новые типы энергоносителей (водород, биотопливо, синтетические газы). Наиболее распространенной мерой являются углеродные платежи в виде дополнительного сбора за каждую единицу эмитируемых ПГ, прежде всего – диоксида углерода – основного парникового газа, возникающего при сжигании органического топлива. Ставка этого сбора в разных странах может устанавливаться нормативно (в виде углеродного налога) или формироваться на рыночных принципах (в рамках систем торговли выбросами). Особенно сильно углеродные платежи влияют на электроэнергетику. С одной стороны, за счет удорожания электроэнергии от тепловых электростанций (ТЭС) они меняют условия межтопливной конкуренции, стимулируя к замещению газа углем, а в целом органического топлива – безуглеродными, прежде всего – возобновляемыми, источниками энергии (ВИЭ). С другой стороны, они являются мощным фактором удорожания

⁴ Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ (проект № 17-79-20354)

электроэнергии и вместе со стимулами к энергосбережению, создают дополнительные риски для устойчивости экономического роста. В-третьих, формируемые в электроэнергетике объемы углеродных платежей могут быть значительным финансовым ресурсом для эффективного управления программами декарбонизации в других секторах. Таким образом, применение углеродных платежей, как инструмента для управления низкоуглеродной перестройкой в электроэнергетике и составной части национальной стратегии декарбонизации, в том числе и в России, должно опираться на подробные оценки ценовых и финансово-экономических последствий.

1 Характеристика вариантов структурных изменений в электроэнергетике России при различных параметрах углеродных платежей

Вопрос уровня ставки углеродного платежа является крайне дискуссионным в мировой практике. В настоящее время ставки углеродных платежей сильно варьируются по странам и в большинстве случаев не превышают 10-20 долл. США/т CO₂. Более высокие ставки характерны для Европейского союза и Великобритании. Так, в общеевропейской системе торговли выбросами (ETS) на начало 2021 года рыночная ставка платежа составляла более 45 долл. США/т CO₂. В Великобритании ставка налога на изменение климата (Climate Change Levy) составляет около 40 долл. США на тонну потребляемого топлива. Для электростанций эта ставка понижена, но вместе с ней применяется налог на потребление органического топлива (Carbon Price Support) в размере 22 долл. США/т CO₂.

Существующие уровни углеродных платежей даже в Европе пока обеспечивают лишь среднесрочные эффекты для декарбонизации: снижение объемов производства на угольных электростанциях и сокращение объемов тарифной поддержки возобновляемой энергетики. Однако, как показывает большинство прогнозов, для достижения заявляемых целей по снижению эмиссии и тем более – достижению углеродной нейтральности эти ставки должны увеличиться кратно. Так, по оценкам МЭА [3], сценарий достижения в мире углеродной нейтральности к 2070 году потребует уже к 2040 году увеличить ставку до 140 долл. США/т CO₂ для развитых стран и 125 – для Китая. Оценки, выполненные для сценариев достижения углеродной нейтральности в ЕС и США к середине века [4, 5], показывают, что необходимые ставки углеродных платежей к 2050 году должны достигнуть 300-400 долл. США/т CO₂.

Для России дополнительным стимулирующим фактором для ведения углеродных платежей может стать применение трансграничного углеродного регулирования со стороны ЕС, а затем и других стран, которые являются крупными импортерами российских энергетических ресурсов и энергоемкой продукции, но реализуют свои программы декарбонизации (вплоть до климатической нейтральности). Для целей исследования в расчетах был принят широкий диапазон ставок: от 1300 рублей 2019 г./т CO₂ в 2030 году до 1300-6500 рублей 2019 г./т CO₂ в 2050 году (что по курсу 2019 года соответствует 20-100 долл. США/т CO₂).

Варианты изменения производственной структуры в электроэнергетике под влиянием углеродных платежей до 2050 года были получены с помощью динамической оптимизационной модели развития электроэнергетики EPOS [6]. Во всех вариантах предполагается умеренный рост спроса на электроэнергию и ее производства (до 1650 ТВт·ч в 2050 г.). При этом также были смоделированы условия развития электроэнергетики в базовом варианте, без введения углеродных платежей и при сохранении сложившихся темпов обновления тепловых электростанций и развития ВИЭ. Развитие атомных электростанций (АЭС) в базовом варианте ограничено существующими стратегическим прогнозами, и к 2050 году их мощность не превысит 45 ГВт. В то же время, ввиду высокой экономической эффективности развития АЭС в России [7] в оптимизационных расчетах были расширены возможности для их более интенсивного развития.

Как показано в таблице 1, структура установленной мощности электростанций сильно различается в зависимости, как от ставки углеродного платежа, так и от масштабов развития АЭС. В случае ограниченного развития АЭС углеродные платежи будут способствовать развитию ВИЭ-электростанций и глубокой трансформации теплоэнергетики и увеличения доли технологий комбинированного цикла (ко-генерационных). При этом, несмотря на одинаковый уровень спроса, увеличится и объем установленной мощности – из-за необходимости дополнительного объема резервирования ВИЭ-электростанций в энергосистеме. Однако снижение эмиссии ПГ относительно отчетного уровня (2018 г.) не превысит 8%. Развитие АЭС, напротив, резко снижает объем эффективной тепловой генерации и примерно втрое – объем мощностей возобновляемой энергетики (по сравнению с альтернативным вариантом ограниченного развития АЭС). При этом удается добиться и намного большего снижения объемов эмиссии ПГ (от 9 до 25% ниже отчетного уровня).

Таблица 1. Варианты изменения производственной структуры в ЕЭС России в 2050 г. при различных ставках углеродных платежей и масштабов развития АЭС

	2018 г. отчет	Варианты структуры мощности в 2050 г.						
		Б	П1	П2	П5	П1.1	П2.1	П5.1
Установленная мощность – всего (ГВт), в т.ч.	243,2	319,3	328,3	338,8	401,7	319,0	325,1	344,2
ГЭС	48,5	63,0	63,7	63,7	63,7	63,7	63,7	63,7
ВИЭ	1,0	7,0	19,8	32,7	96,9	6,1	14,1	34,8
АЭС	29,1	44,3	44,3	44,3	44,3	86,4	94,8	102,3
ТЭС – всего, в т.ч.:	164,6	204,9	200,5	198,0	196,7	162,8	152,5	143,5
ТЭЦ – всего, в т.ч.:	89,5	87,9	97,3	104,1	112,2	77,9	74,2	69,2
- газомазутные	58,8	74,9	84,3	91,0	99,1	64,8	61,2	56,2
- угольные	30,7	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
КЭС – всего, в т.ч.:	75,1	117,0	103,1	94,0	84,6	84,9	78,2	74,3
- газомазутные	52,2	93,8	90,6	84,9	78,2	75,1	71,2	68,2
- угольные	22,8	23,2	12,6	9,1	6,4	9,7	7,0	6,1
Углеродный платеж в 2050 г., руб./т CO ₂	-	-	1300	2600	6500	1300	2600	6500
Эмиссия CO ₂ в 2050 г., в % от 2018 г.	100	122	109	102	92	91	82	75
Суммарные инвестиции в период до 2050 г., трлн рублей 2019 г.	-	21,4	22,3	24,4	30,5	24,3	26,2	29,2

Изменение в структуре установленной мощности определяют и сдвиги в структуре капиталовложений. Введение углеродных платежей приводит к достаточно серьезной структурной перестройке отрасли (рис. 1). Значительно увеличиваются инвестиции в безуглеродные технологии генерации (ВИЭ и/или АЭС – в зависимости от конкретного варианта). В вариантах с приоритетным развитием ВИЭ (П1, П2, П5) прирост инвестиций дополнительно усиливается за счет затрат на модернизацию электросетевого комплекса, необходимых для его адаптации к работе с большими объемами нерегулируемой выработки электроэнергии от ветровой и солнечной генерации. Дополнительный рост инвестиций в этих вариантах наблюдается и в тепловой энергетике за счет более интенсивного развития низкоуглеродных газовых, в т.ч. когенерационных технологий. В вариантах с приоритетным развитием АЭС (П1.1, П2.1, П5.1) именно в этот сегмент перенаправляется основной объем дополнительных инвестиций, причем одновременно снижается объем вложений в теплоэнергетику из-за быстрого замещения ТЭС атомными электростанциями в балансе мощности.

2 Характеристика изменения необходимой выручки и розничных цен электроэнергии под влиянием углеродных платежей

Прогнозные параметры производственной и инвестиционной программы в электроэнергетике, меняющиеся при различных уровнях углеродных платежей, являются основной для расчета по каждому технологическому сегменту отрасли (тепловая, атомная, гидро- и ВИЭ-генерация, электросетевой комплекс) интегрального экономического показателя – необходимой валовой выручки (НВВ). Величина НВВ рассчитывается, исходя из условий финансирования эксплуатационных затрат и капиталовложений за счет собственных и привлеченных средств при выполнении ключевых условий финансовой устойчивости (прежде всего, по соотношению Debt/EBIDA). Для выполнения таких расчетов использовалась разработанная в ИНЭИ РАН система финансово-экономических моделей [8]. Агрегирование расчетных значений НВВ по каждому из указанных выше сегментов в общий объем отраслевой НВВ позволяет далее рассчитать ключевой показатель – среднотпускную розничную цену электроэнергии. Таким образом, в сравнении с розничной ценой в базовом варианте для каждого из рассмотренных вариантов можно определить ценовые последствия перехода к активному внедрению углеродных платежей.

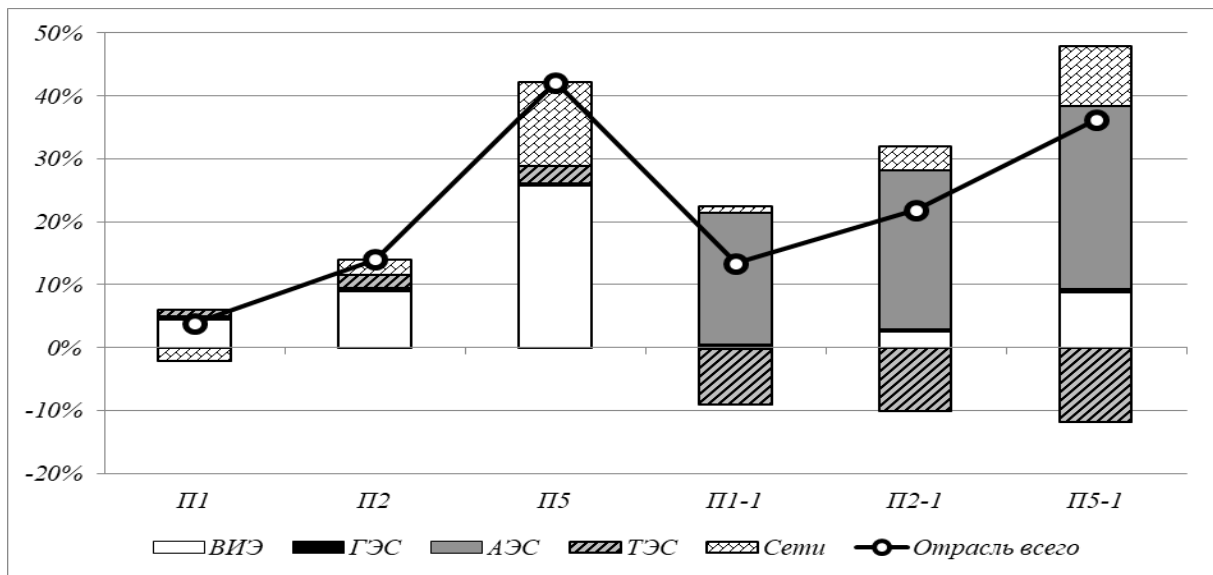


Рис. 1. Изменение инвестиций в электроэнергетике и по ее технологическим сегментам в период до 2050 года для вариантов с различной ставкой углеродных платежей (в % от инвестиций в варианте Б)

Анализ результатов прогноза НВВ по вариантам показывает (рис. 2), что тенденции их изменения относительно базового варианта сходны с изменениями в объемах и структуре инвестиций. В вариантах ограниченного роста АЭС (П1, П2, П5) основной прирост НВВ наблюдается в сегменте ВИЭ-электростанций. В вариантах с более интенсивным ростом АЭС (П1.1, П2.1, П5.1) именно на атомную генерацию приходится основной прирост НВВ при ее заметном снижении в теплоэнергетике. Однако основным фактором, влияющим на изменение НВВ, является объем углеродных платежей. В результате при умеренной ставке платежа в 2050 году в 2600 рублей 2019 г./т CO₂ рост НВВ составит 20-30% относительно базового варианта, а при высокой ставке в 6500 рублей 2019 г./т CO₂ – уж 60-85%.

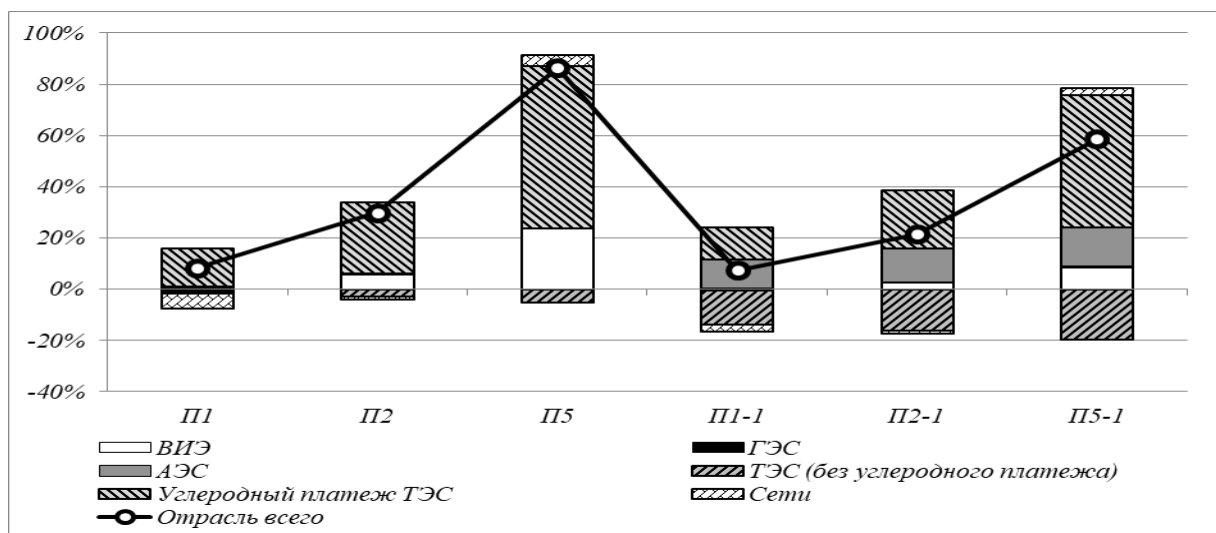


Рис. 2. Изменение необходимой валовой выручки в целом по электроэнергетике и по ее технологическим сегментам в период до 2050 года для вариантов с различной ставкой углеродных платежей (в % от НВВ в варианте Б)

Прогнозная динамика среднелетней розничной цены электроэнергии определяется на основе прогноза НВВ отрасли и объемов отпуска электроэнергии. При этом значение НВВ электроэнергетики корректируется на объем выручки, приходящийся на отпуск тепла от электростанций. Анализ динамики средневзвешенной розничной цены электроэнергии в условиях введения углеродного платежа показывает (рис. 3), что даже минимальная ставка (1300 руб./т CO₂) после 2025 года приведет к росту цены электроэнергии на 10-15% относительно базового варианта (Б). Дальнейшее повышение ставки платежа с тем же шагом приводит к дополнительному росту

цены. В варианте П5 (с максимальной платой 6500 руб./т CO₂ и очень крупными масштабами ввода ВИЭ) цена электроэнергии к концу периода почти в 2 раза превысит значения базового варианта.

Ценовые последствия введения механизма углеродного платежа могут быть существенно сглажены за счет приоритетного развития атомной энергетики как основной безуглеродной технологии вместо ВИЭ-электростанций (варианты П1.1, П2.1, П5.1). Более того, эффект сдерживания роста цен, в вариантах с более интенсивным развитием АЭС нарастает с повышением ставки углеродного платежа. Если при низкой ставке варианты развития на базе АЭС и ВИЭ (соответственно П.1.1 и П1) сопоставимы по цене, то при наиболее высокой ставке разница цены между вариантами П5.1 и П5 к концу прогнозного периода доходит до 30% в пользу первого.

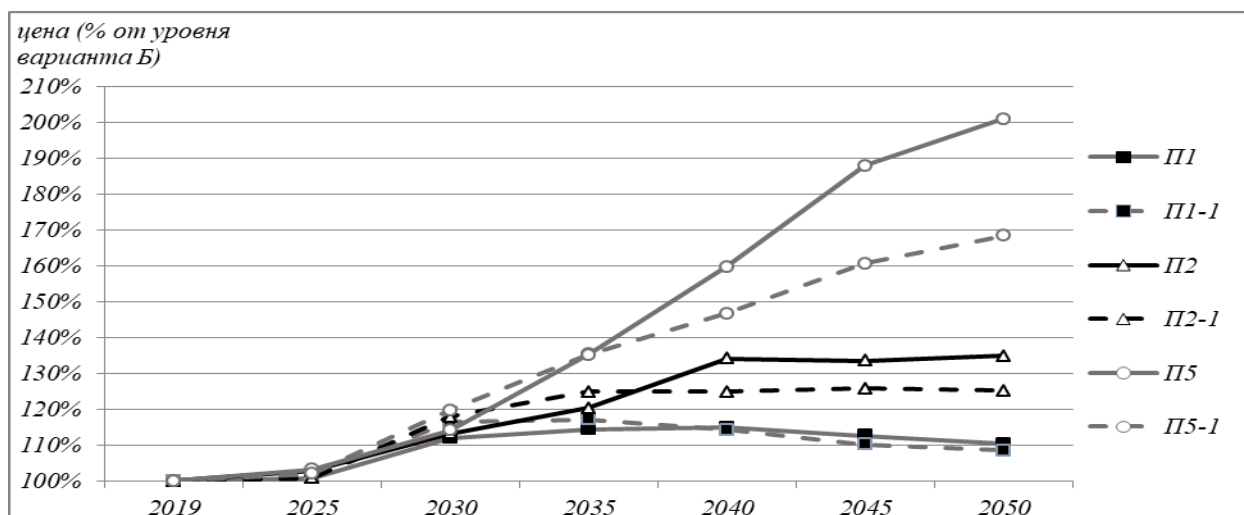


Рис. 3. Динамика реальных среднееотпускных цен электроэнергии при различных вариантах платы за эмиссию CO₂ от электростанций (в % от цен соответствующих лет в варианте Б)

3 Дополнительные возможности сдерживания роста цен за счет реинвестирования средств от углеродных платежей в электроэнергетике

Как было отмечено выше, углеродные платежи формируют мощный финансовый ресурс для реализации программ низкоуглеродной перестройки экономики страны. Как показано в таблице 2, в зависимости от уровня ставки, совокупный объем углеродных платежей до 2050 года составит от 20 до почти 50 трлн рублей. Это кратно, от 2 до 4,5 раз превышает совокупный объем инвестиций в безуглеродные типы электростанций (АЭС, ГЭС и ВИЭ) в рассмотренных вариантах. Особенно заметно превышение в варианте с максимальным развитием ВИЭ-генерации (П5) при высокой ставке углеродного налога. Это связано со сравнительно низким уровнем загрузки мощностей ВИЭ-электростанций и, как следствие, сохранением высокой доли ТЭС в структуре производства электроэнергии и больших объемов выбросов CO₂ в целом по электроэнергетике.

Так как сама электроэнергетика является одним из ключевых центров низкоуглеродной перестройки экономики и энергетики России, важным является вопрос целевого использования части средств, формируемых за счет углеродного налога на ТЭС, внутри отрасли, т.е. их перенаправления в пользу безуглеродных типов электростанций. Такой подход вполне соответствует сложившейся в развитых странах мира практике финансовой поддержки «зеленой» энергетики, заметно упрощая достижение поставленных на государственном уровне целей по снижению углеродной интенсивности отрасли и экономики в целом.

Таблица 2. Соотношение инвестиционных потребностей безуглеродной генерации и объема углеродных платежей ТЭС до 2050 г. по вариантам, трлн руб. 2019 г.

	Варианты					
	П1	П2	П5	П1.1	П2.1	П5.1
Объем углеродного платежа ТЭС	21	17,4	27,2	24,4	47,8	41,8
Инвестиции ВИЭ, АЭС, ГЭС	6,6	10,1	7,5	11,5	11,1	13,7
Тоже, в % от платежа ТЭС	31%	58%	28%	47%	23%	33%

Одним из вариантов такого перераспределения может быть субсидирование за счет углеродных платежей ТЭС процентных ставок по заемным средствам в сегментах отрасли с безуглеродными

технологиями генерации (ВИЭ, АЭС, ГЭС). В работе оценены последствия снижения стоимости заемного капитала для этих сегментов с базовых 8% до 1% при одновременном росте объемов заимствований по сниженным ставкам. Такой механизм поддержки позволяет сегментам безуглеродной генерации снизить требования к необходимой для их развития собственной чистой прибыли – более «дешевый» заемный капитал вытесняет более «дорогой» собственный.

Выполненные расчеты показали, что НВВ каждого из сегментов безуглеродной генерации снизится во всех вариантах их развития (табл. 3). При этом относительная величина этого снижения зависит от двух факторов. Первым из них является доля амортизации в исходной структуре инвестиционных ресурсов отраслевого сегмента (снижение процентных ставок приводит к замещению чистой прибыли как источника финансирования «подешевевшими» заемными средствами, но при этом не влияет на величину третьего инвестиционного ресурса – амортизации). Следовательно, чем выше изначальная доля амортизации, тем менее выраженным будет влияние субсидирования процентных ставок на НВВ сегмента. Вторым фактором является соотношение эксплуатационной и инвестиционной компонент НВВ (любые механизмы финансовой поддержки инвестиций влияют только на последнюю из них). В результате, в сегментах отрасли с высокой долей эксплуатационной компоненты относительное снижение НВВ будет менее выраженным.

Вклад каждого из сегментов отрасли в совокупное снижение НВВ при субсидировании ставок показан в таблице 3. В целом, масштабы снижения НВВ сегментов соответствуют интенсивности развития соответствующих безуглеродных технологий: у АЭС снижение НВВ плавно нарастает в вариантах П1.1, П2.1 и П5.1, а у ВИЭ – быстро увеличивается в вариантах П3-П5. В совокупности же, субсидирование процентных ставок обеспечивает снижение НВВ отрасли на величину от 149 до 676 млрд рублей или 3-7% от соответствующих величин без субсидирования.

Таблица 3. Изменение НВВ отрасли при субсидировании стоимости заемного капитала за счет углеродных платежей, млрд руб. (по состоянию на 2050 год)

	Варианты						
	Б	П1	П2	П5	П1.1	П2.1	П5.1
НВВ отрасли (без субсидирования)	5194	5650	6744	9684	5570	6297	8233
Вклад субсидирования процентной ставки в НВВ		-149	-232	-676	-186	-250	-435
изменение НВВ ВИЭ		-14	-96	-540	-5	-50	-229
изменение НВВ ГЭС		-37	-37	-37	-37	-37	-37
изменение НВВ АЭС		-98	-99	-99	-144	-164	-169
НВВ отрасли с учетом субсидирования процентной ставки	5194	5501	6512	9008	5384	6047	7798

Другой вариант финансовой поддержки предполагает прямое со-финансирование части инвестиций атомной и гидроэнергетики за счет собираемого с ТЭС углеродного налога через докапитализацию представляющих эти сегменты компаний с государственным участием. Такой денежный трансферт снижает инвестиционную компоненту НВВ атомной и гидрогенерации в части объемов кредитного финансирования и необходимой чистой прибыли (величина инвестиций, финансируемая за счет амортизации основных средств, не зависит от величины трансферта). При этом в отношении ВИЭ-электростанций, как сегмента с преобладающей долей частного капитала, по-прежнему применяется механизм субсидирования процентных ставок, ценовые последствия которого рассмотрены выше.

В исследовании были рассмотрены разные параметры такого трансферта – в объеме равном 50% и 100% от остаточных объемов инвестиций этих сегментов за вычетом их амортизационных отчислений. Ниже приведена характеристика результатов для полного (100%) финансирования остаточных инвестиций в ГЭС и АЭС за счет перераспределения углеродных платежей. Как показано в таблице 4, в абсолютных значениях сокращение НВВ АЭС в большинстве вариантов оказывается в 1,5-2 раза большим, чем у ГЭС (масштабы их развития по вариантам не оптимизировались). Снижение НВВ АЭС последовательно увеличивается в вариантах П1.1, П2.1 и П5.1, где предполагается усиленное развитие атомной генерации. В остальных вариантах масштабы развития АЭС не меняются, и величина снижения их НВВ также постоянна. Динамика снижения НВВ ВИЭ определяется субсидированием процентных ставок и соответствует значениям из таблицы 3. В целом, при 100%-й величине трансферта снижение отраслевой НВВ составит 290-815 млрд рублей или 5-8,5% от значения НВВ без перераспределения углеродного платежа.

Таблица 4. Изменение НВВ отрасли при со-финансировании инвестиций за счет углеродных платежей, млрд руб. (по состоянию на 2050 год)

	Варианты						
	Б	П1	П2	П5	П1.1	П2.1	П5.1
НВВ отрасли (без субсидирования)	5194	5650	6744	9684	5570	6297	8233
Вклад со-финансирования инвестиций в НВВ		-289	-371	-815	-306	-384	-591
изменение НВВ ВИЭ		-14	-96	-540	-5	-50	-229
изменение НВВ ГЭС		-119	-119	-119	-120	-119	-119
изменение НВВ АЭС		-156	-156	-156	-181	-215	-243
НВВ отрасли с учетом со-финансирования инвестиций	5194	5360	6372	8869	5264	5913	7642

На основе полученных эффектов изменения НВВ при возврате части углеродных платежей ТЭС в электроэнергетику для поддержки развития безуглеродных технологий получены оценки снижения среднеотпускной розничной цены электроэнергии в результате этих решений. Как показано на рисунке 4, частичное использование нового финансового ресурса для стимулирования БЭТ в электроэнергетике, может несколько снизить ценовую нагрузку для потребителей. Однако масштабы этого снижения будут небольшими.

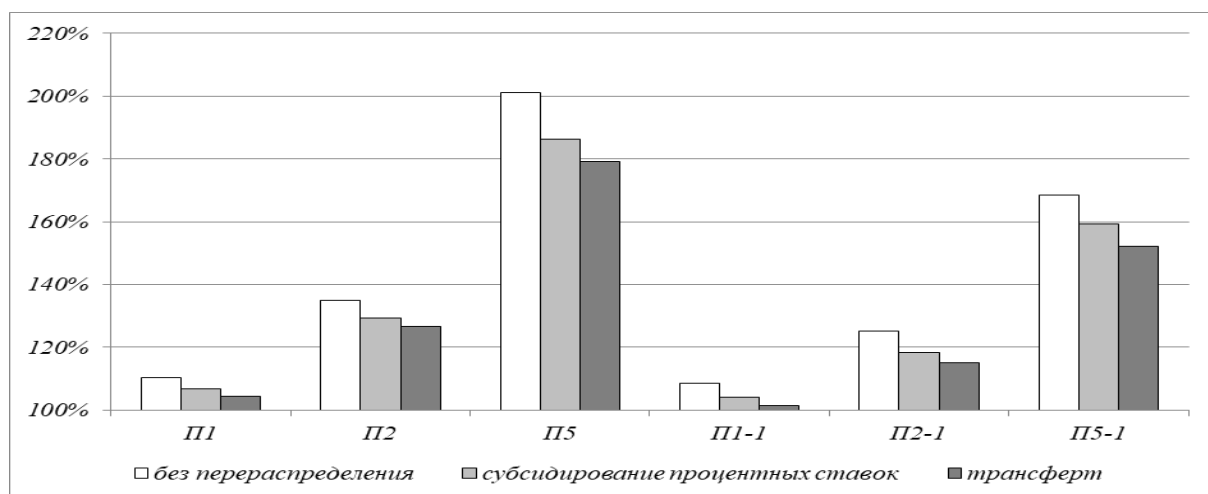


Рис. 4. Снижение цены электроэнергии к 2050 г. при различных способах использования углеродных платежей (в % от соответствующих цен при отсутствии перераспределения углеродного налога)

Так, при субсидировании процентных ставок по привлекаемым инвестициям в развитие безуглеродных технологий, рост цены на уровне 2050 года будет на 3-15 п.п. ниже относительно роста цен в вариантах без такого механизма. Если средства от углеродного сбора направляются для со-финансирования инвестиций в контролируемые государством сектора (ГЭС и АЭС), рост цены будет ниже на 6-22 п.п. Масштаб ценовых эффектов очевидным образом увеличивается в вариантах с более высокой ставкой углеродного платежа, которые одновременно характеризуются наиболее высокими объемами инвестиций в сегменты безуглеродных электростанций.

Заключение

В условиях резкого усиления климатических факторов в экономической и энергетической политике стран разработка амбициозных стратегий декарбонизации сопровождается формированием национальных систем углеродного регулирования и поиском эффективных механизмов управления процессами технологической перестройки в промышленности, энергетике и, прежде всего – в электроэнергетике. Плата за эмиссию парниковых газов (углеродные платежи) является наиболее часто применяемой мерой прямого воздействия на поведение экономических агентов и их инвестиционные предпочтения.

В электроэнергетике углеродные платежи качественно меняют условия межтопливной конкуренции, через увеличение стоимости производства электроэнергии на ТЭС, повышая конкурентоспособность технологий ко-генерации и неуглеродных типов электростанций.

Оптимизация структуры установленной мощности показывает, что в сравнении с базовым вариантом (без углеродного регулирования), варьирование ставки углеродного платежа от 1300 до 6500 рублей 2019 г./т CO₂ приводит к все более сильному замещению традиционных ТЭС современными парогазовыми ТЭЦ, но в основном - безуглеродными типами электростанций. При высокой ставке углеродного платежа ТЭС будут составлять в 2050 году 42-49% от суммарной мощности электростанций в ЕЭС России.

Для потребителей электроэнергии введение углеродных платежей, дополненное увеличением инвестиций для низкоуглеродной трансформации электроэнергетики на базе ВИЭ, создает существенную дополнительную ценовую нагрузку. Ее рост пропорционален ставке углеродного платежа, и при ставке в 1300 рублей 2019 г./т CO₂ необходимая среднеотпускная розничная цена электроэнергии в 2050 году будет на 10% выше, чем в базовом варианте. При ставке 6500 рублей 2019 г./т CO₂ превышение цены над базовым вариантом может стать уже двукратным.

Существенное снижение ценовой нагрузки может быть обеспечено при изменении технологических приоритетов и переходе к более масштабной стратегии развития АЭС. Финансово-экономическое моделирование показывает, что при этом обеспечивается более низкий рост НВВ, а значит и розничной цены электроэнергии - при ставке 6500 рублей 2019 г./т CO₂ он будет примерно на треть меньше и составит 68%.

Дополнительным способом сдерживания роста цен является снижения инвестиционной составляющей НВВ за счет частичного использования средств углеродных платежей на поддержку технологий безуглеродной энергетики. Так, при субсидировании процентных ставок по привлекаемым инвестициям в развитие АЭС, ГЭС и ВИЭ, рост цены на уровне 2050 года будет на 3-15 п.п. ниже относительно варианта без такого механизма. В случае если средства от углеродного сбора направляются для со-финансирования инвестиций в контролируемые государством сектора (ГЭС и АЭС), рост цены будет ниже на 6-22 п.п. Масштаб ценовых эффектов очевидным образом увеличивается в вариантах с более высокой ставкой углеродного платежа, которые одновременно характеризуются наиболее высокими объемами инвестиций в сегменты безуглеродных электростанций.

В то же время совокупный объем углеродных платежей до 2050 года составит от 20 до почти 50 трлн рублей, в 2-4,5 раза превышая совокупный объем инвестиций в безуглеродные типы электростанций (АЭС, ГЭС и ВИЭ). Даже в случае частичного «возврата» средств в электроэнергетику, значительный финансовый ресурс может быть направлен в другие отрасли экономики для поддержки из программ низкоуглеродной трансформации или на цели дополнительной поддержки в условиях резкого роста цен на электроэнергию.

Литература

1. Paris Agreement Turning Point. Climate Action Tracker. 2020. https://climateactiontracker.org/documents/829/CAT_2020-12-01_Briefing_GlobalUpdate_Paris5Years_Dec2020.pdf
2. Climate Watch Net-Zero Tracker. World Resources Institute, Washington. 2020. [<https://www.climatewatchdata.org/net-zero-tracker>]
3. World Energy Outlook 2020. IEA/OECD. Paris. 2020.
4. In-depth analysis in support of the commission communication COM(2018) 773. A Clean Planet for all. An European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. European Commission. Brussels. 2018. https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf
5. Schreyer, F., Luderer, G., Rodrigues, R., Pietzcker, R. C., Baumstark, L., Sugiyama, M., Brecha, R. J., & Ueckerdt, F. (2020). Common but differentiated leadership: Strategies and challenges for carbon neutrality by 2050 across industrialized economies. *Environ. Res. Letters*, 15(11), 114016, doi:10.1088/1748-9326/abb852
6. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршеев А.А. Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2012. С. 313-323.
7. Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Толстоухов Д.А., Атюкова П.В. Конкурентные перспективы АЭС в формировании низкоуглеродного профиля российской электроэнергетики. – Энергетическая политика, 2017, № 3, с. 68–77.
8. F. V. Veselov and A. I. Solyanik, "Methodological approach for harmonization of the investment and pricing policy options in the electric power industry," 2017 Tenth International Conference Management of Large-Scale System Development (MLSD), 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/MLSD.2017.8109704.