

ОЦЕНКА МЕР УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, КАК ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ БЕЗУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ¹

Шигина А.В., Хоршев А.А.

Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

shigina_av@mail.ru, epos@eriras.ru

Аннотация. Выполнен анализ влияния отдельных мер углеродного регулирования на совокупное снижение выбросов парниковых газов, изменение установленной мощности и выработки различных типов электростанций в ЕЭС России в перспективе 2050 года. Наиболее сильное воздействие на структуру технологий в электроэнергетике оказывают квотирование выбросов и углеродное налогообложение.

Ключевые слова: углеродное регулирование, технологическая структура, энергетические технологии, низкоуглеродное развитие, системное моделирование.

Введение

Обновленная Климатическая доктрина Российской Федерации предусматривает, что к 2060 году должен быть завершен переход к углеродно-нейтральной экономике, сбалансированной по объемам антропогенных выбросов парниковых газов (ПГ) и их поглощений. Соответствующий поэтапный план низкоуглеродной трансформации электроэнергетики, как системообразующей углерод-интенсивной отрасли, ещё предстоит разработать. Согласно плану Минэкономразвития, система стимулирующих мер будет опираться на результаты регионального эксперимента по ограничению выбросов ПГ на Сахалине, где введена в действие система торговли квотами на выбросы (СТВ) с бесплатным распределением квот и целевым использованием бюджетных поступлений на поддержку «зеленых» проектов. Однако, анализ результатов эксперимента и их проецирование на масштабы всей страны является крайне сложной задачей, если вообще имеющей решение с приемлемым уровнем точности. При этом эмпирический путь выявления оптимальной системы мер углеродного регулирования кажется иррациональным по финансовым и временным затратам с учетом утвержденных сроков достижения и амбициозности климатических целей России.

Нормативно-правовые условия для перехода национальной экономики на низкоуглеродную траекторию развития затрагивают в большей степени основные отрасли-эмитенты, к которым, чаще всего, относятся электроэнергетика, теплоснабжение, промышленность и транспорт. В свою очередь, высокая энергоемкость промышленности и увеличение спроса на электроэнергию со стороны транспорта приводит к возрастанию роли топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в вопросах ограничения выбросов ПГ. Другими словами, совокупный объем выбросов ПГ во всех основных отраслях-эмитентах зависит от общей углеродной интенсивности производства энергии, определяемой составом используемых энергоносителей. Таким образом, стремление к углеродной нейтральности сопряжено с переходом от ископаемого топлива к безуглеродным источникам энергии. Оценки соответствующего качественного изменения структуры технологий в энергетике существенно разнятся, что показано для увеличения доли ВИЭ, например, в [1]. Целью настоящей работы является оценка степени влияния отдельных мер углеродного регулирования на структуру технологий в электроэнергетике России в контексте форсированного перехода к низкоуглеродной экономике для достижения национальных климатических целей. Таким образом, можно будет сделать выводы о том, насколько эффективными являются меры углеродного регулирования для управления низкоуглеродной перестройкой производственной структуры в электроэнергетике.

1. Методы

Для количественной оценки влияния углеродного регулирования на структуру энергетических технологий в Единой энергетической системе (ЕЭС) России использовалась линейная динамическая модель EPOS. Подробное описание модели приведено в [2], а возможности ее применения для решения прикладных задач развития энергетики России – в [3]. Оптимизация проводится по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики до 2050 года с учетом последствия принимаемых решений до 2070 года. Сценарно были рассмотрели различные меры углеродного регулирования, приведенные в таблице 1, и базовый вариант развития электроэнергетики

¹ Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ (проект № 21-79-30013)

без подобного регулирования. В исследовательских целях параметры мер углеродного регулирования намеренно включают в себя некоторые крайние варианты, введение которых в текущих условиях мало оправдано. Принципы учета административных, фискальных и экономических механизмов углеродного регулирования в системных технологических моделях (СТМ) описаны в [4]. Принято, что во всех сценариях рассматриваемые меры вступают в силу с 2030 года, целевые сокращения указываются в процентах относительно базового 2019 года, ценовые показатели – в долл. США 2019 года. Прогнозная динамика электро- и теплопотребления основана на макроэкономических показателях базового сценария актуального прогноза социально-экономического развития России и использованных в [5]. Соответствующая сценарию спроса на электроэнергию потребность в мощности электростанций в период до 2050 г. определена с учетом действующих нормативов резервирования.

Таблица 1. Меры углеродного регулирования и значения показателей, использованных для их описания в модели EPOS

Меры углеродного регулирования	Вариант	Значение	Динамика
Квотирование выбросов ПГ с целью их снижения к 2050 году в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении на % отн. 2019 г.	L1	13.6	0% (до 2040 г. происходит компенсация прогнозируемого роста) - 6% (до 2045 г.)
	L2	30	- 1% (до 2035 г.) - 7% (до 2040 г.) - 17% (до 2045 г.)
	L3	50	- 4% (до 2035 г.) - 15% (до 2040 г.) - 30% (до 2045 г.)
Административное ограничение на удельный расход топлива на отпуск электроэнергии к 2050 году для достижения целевого снижения на % отн. 2019	U1	25	- 10% (до 2040 г.) далее - для достижения целевого значения
	U2	35	- 25% (до 2040 г.) далее - для достижения целевого значения
Налог на углерод (пропорциональное налогообложение) в 2030 году, долл. США/тС	N1	30	+ 4 долл./тС год (до 2040) + 8 долл./тС год (после 2040)
	N2	45	
	N3	65	
Налог на выбросы ПГ в 2030 году (для крупных эмитентов, свыше 150 ктСО _{2e} /год), долл. США/тСО _{2e}	V1	20	+ 3 долл./тСО _{2e} год
	V2	30	+ 5 долл./тСО _{2e} год
	V3	40	+ 6.5 долл./тСО _{2e} год
Льготное финансирование, обеспечивающее уменьшение CAPEX отдельных видов низкоуглеродных электростанций за счет льготного финансирования на %	F1	6 (для ВЭС и СЭС)	-
	F2	10 (для ВЭС, СЭС и ГЭС)	-
Сертификация происхождения электроэнергии с ценой сертификата в 2030 году, долл. США/МВт·ч	S1	1.2	+ 3 %/год
	S2	3.6	
Ускоренный (до выработки назначенного ресурса) вывод угольных электростанций из эксплуатации	C1	с 2030 г.	Плавная динамика снижения мощности угольных электростанций, обеспечивающая их полное выбытие к 2050 году

Варианты целевого сокращения выбросов ПГ в электроэнергетике учитывают необходимость достижения целевых нетто-выбросов к 2050 году на уровне интенсивного (целевого) сценария действующей редакции Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем ПГ до 2050 года (далее – СНУР) [6] - с одной стороны, и неоднозначность прогнозов поглощающей способности управляемых экосистем – с другой. Сложности прогнозов обсуждены, например, в [7, 8].

Снижение удельного расхода топлива для производства электроэнергии к 2050 году задается исходя из гипотетически достижимого уровня в допущении реализации среднесрочных планов развития генерирующих мощностей ЕЭС России и действия запрета на ускоренное выбытие мощностей.

Ускоренный вывод из эксплуатации угольных электростанций рассматривается как вариант радикального предложения по отказу от угля, периодически возникающего на международных площадках, в т.ч. Конференциях РКИК ООН (COP) и способного привести к созданию социально-экономической напряженности в угольных регионах.

Возможное варьирование ставок углеродных платежей на основании градаций абсолютных выбросов ПГ, принятых в рамках обязательной углеродной отчетности [9], не учитывается. Для всех электростанций и котельных принимаются единые ставки налога на поступающий в экономику углерод или выбросы ПГ. Проблемы обоснования ставок углеродных платежей в реалистичном для России диапазоне подробно описаны в [10]. В рамках данной работы выбраны средние значения в рамках диапазона от 0 до 59 долл./тCO₂ в 2030 году, обобщающего сценарии декарбонизации экономики России [11]-[16].

Влияние сниженных кредитных ставок при введении льготного финансирования описывается уменьшением удельных капиталовложений отдельных видов низкоуглеродных электростанций ниже уровня, достигаемого за счет научно-технического прогресса (НТП).

В условиях незавершенности формирования российского рынка сертификатов происхождения электроэнергии и неопределенности спроса на них, в исследовательских целях рассмотрены значения как в половину меньше, так и на 50% больше оценки Министерства энергетики [17], сделанной до прекращения действия международной системы I-REC в России.

В настоящем исследовании не рассматриваются механизмы углеродного регулирования, для которых принципиально важно учитывать рыночное поведение компаний, в частности СТВ и добровольный углеродный рынок, ввиду особенностей СТМ, разъясненных в [18].

2. Результаты

Результаты расчетов изменения установленной мощности и производства электроэнергии для различных энергетических технологий относительно отчетного 2021 года, а также совокупные выбросы ПГ к 2050 году в результате оптимизации структуры энергетических технологий по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики представлены в таблице 2.

Таблица 2. Изменение установленной мощности ($\Delta N_{уст}$) и производства электроэнергии ($\Delta \mathcal{E}$) электростанций в ЕЭС России к 2050 году относительно 2021 года в базовом варианте и для различных мер углеродного регулирования

Вариант	ГЭС- ГАЭС		ВЭС и СЭС		АЭС		ТЭС газовые		ТЭС угольные		Выбросы ПГ к 2050 г. в % отн. 2019 г.
	$\Delta N_{уст}$	$\Delta \mathcal{E}$	$\Delta N_{уст}$	$\Delta \mathcal{E}$	$\Delta N_{уст}$	$\Delta \mathcal{E}$	$\Delta N_{уст}$	$\Delta \mathcal{E}$	$\Delta N_{уст}$	$\Delta \mathcal{E}$	
B	—	—	—	—	—	↗	—	↗↗	▼	—	103
L1	—	—	—	—	—	↗↗	▼	—	▼	▼▼	86
L2	—	—	—	—	↗	↗↗	▼	▼▼	▼▼	▼▼	70
L3	—	—	↗↗	↗↗	↗	↗↗	▼	▼▼	▼▼	▼▼	50
U1	—	—	—	—	—	↗	—	↗↗	▼	▼	98
U2	—	—	—	—	—	↗↗	—	↗	▼▼	▼▼	78
N1	—	—	—	—	↗	↗↗	▼▼	▼▼	▼▼	▼▼	71
N2	—	—	—	—	↗	↗↗	▼▼	▼▼	▼▼	▼▼	69
N3	—	—	—	—	↗	↗↗	▼▼	▼▼	▼▼	▼▼	69
V1	—	↗	—	—	↗	↗↗	▼▼	▼▼	▼▼	▼▼	62
V2	—	↗	—	↗	↗	↗↗	▼▼	▼▼	▼▼	▼▼	57
V3	—	↗	↗	↗↗	↗	↗↗	▼▼	▼▼	▼▼	▼▼	54
F1	—	—	—	—	—	↗	—	↗↗	▼	—	103
F2	—	—	—	—	—	↗	—	↗↗	▼	—	102
S1	—	—	—	—	—	↗↗	▼	—	▼	▼	96
S2	—	—	—	—	—	↗↗	▼	▼▼	▼	▼	87
C1	—	—	—	—	—	↗↗	—	↗↗	▼▼	▼▼	89
Условные обозначения:											
Изменение уст. мощности ($\Delta N_{уст}$)						Изменение выработки ($\Delta \mathcal{E}$)					
↗↗	> 101 ГВт					> 101 ТВт·ч					

↗	от 51 до 100 ГВт	от 51 до 100 ТВт·ч
—	от 0 до 50 ГВт	от 0 до 50 ТВт·ч
▼	от -25 до 0 ГВт	от -50 до 0 ТВт·ч
▼▼	< -25 ГВт	< -50 ТВт·ч

Установленная мощность объектов гидроэнергетики сдержанно прирастает в пределах 50 ГВт к 2050 году для всех рассмотренных вариантов. При введении в 2030 году налога на выбросы ПГ со ставками от 20 до 40 долл./тCO_{2e} прирост производства электроэнергии на ГЭС и ГАЭС максимален по сравнению с другими мерами углеродного регулирования и составляет более 50 ТВт·ч к середине века.

Прирост установленной мощности СЭС и ВЭС превышает 50 ГВт к 2050 году только в условиях действия прямого количественного ограничения выбросов (сценарий L3) или налогообложения выбросов ПГ со ставкой не ниже 40 долл./тCO_{2e} в 2030 году и растущей на 6.5 долл./тCO_{2e} в год (вариант V3). Причем снижение выбросов с 54% (V3) до 50% (L3) сопровождается более чем двукратным приростом установленной мощности ВИЭ-генерации до 120 ГВт в 2050 году в условиях общего изменения структуры мощности. Увеличение выработки ВЭС и СЭС свыше 50 ТВт·ч на заданном временном диапазоне достигается уже при меньших значениях ставки за выбросы ПГ (30 долл./тCO_{2e} в 2030 году, рост 5 долл./тCO_{2e} в год), соответствующей сценарию V2.

Введение целевого предела выбросов ПГ к 2050 году не выше 70% относительно уровня 2019 года или углеродного налогообложения приводит к наиболее заметному приросту установленной мощности АЭС выше 50 ГВт по сравнению с другими вариантами. Прирост выработки атомной генерации превышает 100 ТВт·ч для всех вариантов, в которых снижение совокупных выбросов ПГ к 2050 году больше 2% относительно 2019 года. Максимальный прирост на 690 ТВт·ч к 2050 году достигается в варианте L3, соответствующем административному ограничению выбросов на уровне на 50% относительно 2019 года.

Различные меры углеродного регулирования могут приводить как к снижению установленной мощности и выработки газовых ТЭС в перспективе 2050 года, так и их медленному росту в случае установки цели по снижению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии (до 21 ГВт и 224 ТВт·ч к 2050 г.), введения льготного финансирования для ВИЭ и ГЭС (до 5 ГВт и 140 ТВт·ч) или разрешения на преждевременный вывод из эксплуатации угольной генерации (до 20 ГВт и 218 ТВт·ч). В результате административного регулирования происходит меньшее снижение установленной мощности газовых ТЭС по сравнению с углеродным налогообложением при достижении близкого по абсолютным значениям уровня выбросов ПГ к 2050 году. Кроме того, сокращение выбросов на уровне интенсивного сценария СНУР (до 86-87% относительно 2019 года) в результате установки абсолютного предела выбросов ПГ сопровождается ростом выработки газовых ТЭС на 5% в отличие от варианта введения зеленых сертификатов с ценой не ниже 3.6 долл./МВт·ч (S2), для которого характерно снижение выработки на более чем 84 ТВт·ч при том же уровне выбросов ПГ. Наибольшее снижение установленной мощности газовых ТЭС составляет 44 ГВт к 2050 году (варианты V2, V3), что соответствует падению выработки на более чем 50% относительно 2019 года.

Рассмотренные меры углеродного регулирования всегда приводят к снижению установленной мощности угольных ТЭС к 2050 году, но не всегда к сокращению их выработки, как, например, для вариантов льготного финансирования ВИЭ с учетом крупных ГЭС или без них (F1, F2). Углеродное налогообложение вне зависимости от величины ставки в рамках рассматриваемого диапазона приводит к сокращению установленной мощности угольной генерации на 27 ГВт (или 65%) к 2050 году и снижению выработки на 103 ТВт·ч (или 70%). Те же значения изменения объемов угольной генерации характерны для административного ограничения выбросов к 2050 году не выше 70% относительно 2019 года (L2, L3) и установки предельного расхода топлива на производство электроэнергии не выше 65% (U2). Максимальное снижение установленной мощности угольных ТЭС достигается при снятии запрета на их преждевременный вывод из эксплуатации (C1) и составляет 70% относительно 2019 года.

Изменение установленной мощности различных типов электростанций к 2050 году относительно 2021 года для рассматриваемых вариантов мер углеродного регулирования приведено на рисунке 1. Суммарный прирост установленной мощности электростанций ЕЭС России варьируется в пределах от 25 ГВт (вариант S1) до 172 ГВт (L3). Отметим, что для введения налога на углерод (N1-N3) и механизма зеленого финансирования (F1, F2) суммарный рост установленной мощности не изменяется при изменении параметров регулирования в рассмотренных пределах. При близких уровнях выбросов ПГ к 2050 году для административного регулирования характерен больший прирост суммарной

установленной мощности электростанций, чем для вариантов экономического регулирования. Жесткое ограничение на объем выбросов ПГ приводит к необходимости декарбонизации теплоснабжения за счет электрокотельных, что сопровождается повышением спроса на электроэнергию. При этом в секторе электроэнергетики с ростом ВИЭ-генерации увеличивается потребность в объемах её резервирования.

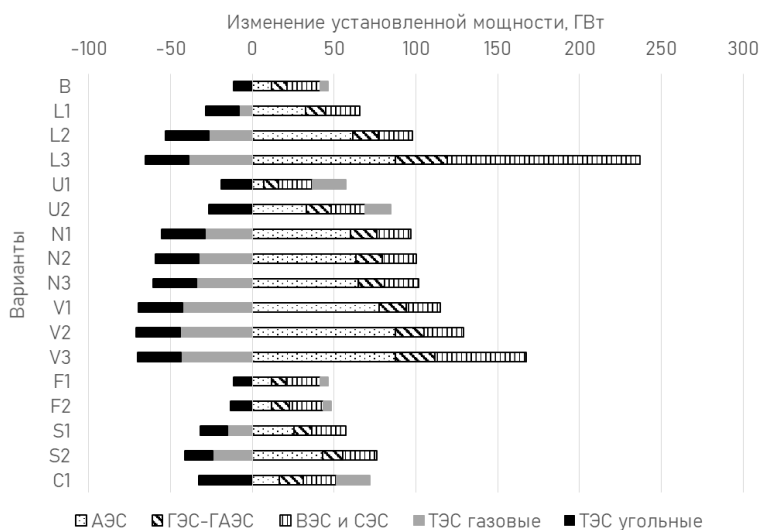


Рис. 1. Изменение установленной мощности ЕЭС России к 2050 году при введении углеродного регулирования

Следует отметить, что полученные результаты значительно зависят от изменения технических и экономических характеристик отдельных энергетических технологий в перспективе 2050 года с учетом НТП. В настоящей работе использованы текущие и прогнозные характеристики различных технологий генерации энергии, полученные в рамках исследований ИНЭИ РАН. В частности, к 2050 году АЭС удешевляются на 15%, ВЭС – на 20%, СЭС – на 50% относительно отчетных значений.

3. Заключение

Как показали модельные расчеты, наименьшее воздействие на технологическую структуру установленной мощности электростанций оказывают ограничение на удельный расход топлива на производство электроэнергии (варианты U1, U2), зеленое финансирование (F1, F2), создание системы обращения сертификатов происхождения электроэнергии (S1, S2) и преждевременный вывод из эксплуатации угольных ТЭС (C1), в результате которых рост установленной мощности безуглеродной и газовой генерации к 2050 году не превышает 50 ГВт, а снижение установленной мощности происходит только для наиболее углерод-интенсивных угольных ТЭС. В частности, заданное снижение капитальных затрат, отражающее действие льготного финансирования, не приводит к сокращению как выработки углерод-интенсивной генерации, так и совокупных выбросов ПГ относительно уровня 2019 года. При этом снижение абсолютных выбросов ПГ на уровне не меньше значений интенсивного сценария СНУР характерно только для установки целевого снижения удельного расхода топлива не меньше 35% к 2050 году относительно уровня 2019 года. По сути, это именно те меры углеродного регулирования, правовая основа для введения которых в той или иной мере уже создана в России. Другими словами, маловероятно, что в отдельности какая-либо из заложенных на сегодняшний день в законодательстве мер обеспечит глубину декарбонизации структуры энергетических технологий, достаточную для достижения национальных климатических целей.

Наиболее сильное воздействие на структуру технологий в электроэнергетике России из рассмотренных мер оказывают прямое количественное ограничение выбросов и введение углеродного налогообложения. Например, для сценария с наибольшей величиной ставки, а именно 40 долл. /тCO_{2e} в 2030 году, линейно растущей до 170 долл. /тCO_{2e} к 2050 году, изменение выработки для каждого типа электростанций превышает 50 ТВт·ч. Таким образом, результаты моделирования, с одной стороны, показывают действенность введения в той или иной форме платы за углерод, что широко обсуждается, например, в [10]-[16], а с другой – показывают альтернативную возможность достижения тех же

уровней совокупных выбросов ПГ и суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики с меньшими капиталовложениями за счет прямого количественного ограничения выбросов.

С учетом того, что текущая климатическая политика России тяготеет к одновременному введению нескольких мер углеродного регулирования, в продолжение исследования необходимо рассматривать влияние различных сочетаний мер углеродного регулирования, предложенные, например, в [19]. Кроме того, косвенные эффекты от введения различных мер углеродного регулирования в виде повышения цены на электроэнергию и тепло также ещё предстоит оценить.

Литература

1. *Андреев М., Нелюбина А.* Сценарии энергорперехода в России: эффекты в макроэкономической модели общего равновесия с рациональными ожиданиями // Центральный банк Российской Федерации. Серия докладов об экономических исследованиях №122 – 2024. – 71 с.
2. *Veselov F., Khorshv A.* Integrated modelling and information technology for strategic planning in the energy sector of Russia // IEEE 11th International Conference on Application of Information and Communication Technologies (AICT), Moscow, Russia. – 2017. – pp. 1-5. – DOI: 10.1109/ICAICT.2017.8687058.
3. *Веселов Ф.В., Хоршев А.А., Ерохина И.В., Аликин Р.О.* Исследование направлений и сопутствующих затрат при снижении эмиссии углерода в электроэнергетике до 2050 года с учетом межотраслевых факторов // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6(201). – С. 79-90. – DOI: 10.47711/0868-6351-201-79-90
4. *Шигина А.В.* Описание механизмов углеродного регулирования при моделировании развития энергетики России // Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России. Сборник докладов Школы молодых ученых. – М.: ИНЭИ РАН, 2023. – С. 95-103.
5. *Хоршев А.А., Соляник А.И., Веселов Ф.В.* Комплексная оценка условий низкоуглеродного развития электроэнергетики России до 2050 года при ускорении темпов роста спроса на электроэнергию // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD' 2022): Труды Пятнадцатой междунар. конф. – М.: ИПУ РАН, 2022. – С. 227-235. – DOI: 10.25728/mlsd.2022.0227.
6. Об утверждении Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.: Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 N 3052-р.
7. *Клименко В., Клименко А., Терешин А., Локтионов О.* Дорога к климатической нейтральности: через леса под землю // Энергетическая политика. – 2023. – № 7(185). – С. 8-25.
8. *Шварц Е.А., Птичников А.В.* Стратегия низкоуглеродного развития России и роль лесов в ее реализации // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2022. – Т. 236, № 4. – С. 399-426. – DOI: 10.38197/2072-2060-2022-236-4-399-426.
9. Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ.
10. *Шигина А., Хоршев А.* Плата за углерод как game changer для структуры технологии в энергетике России // Энергетическая политика. – 2024. – № 1(192). – С. 78-89. – DOI: 10.46920/2409-5516_2024_1192_78.
11. *Макаров А.А.* Исследование путей и темпов развития низкоуглеродной энергетики в России / А.А. Макаров, А.В. Кейко, В.А. Малахов и др.; под ред. А.А. Макарова. — М.: ИНЭИ РАН, 2022. — 138 с.
12. *Bashmakov I.* Russia's carbon neutrality: pathways to 2060/ I. Bashmakov, V. Bashmakov, K. Borisov [et al.]. // CENEF – XXI. – 2022. URL: https://cenef-xxi.ru/uploads/Report_CENEF_XXI_0076074542.pdf.
13. Доклад об экономике России. Специальная тема «Зеленая трансформация в России: пути, риски и эффективные меры экономической политики» // Группа Всемирного банка. – 2021. – №46. – 82 с.
14. *Порфирьев Б.Н., Широв А.А., Колпаков А.Ю.* Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России // Мировая экономика и международные отношения. – 2020. – Т. 64. – № 9. – С. 15-25. – DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25.
15. *Golub A., Lugovoy O., Potashnikov V.* Quantifying barriers to decarbonization of the Russian economy: real options analysis of investment risks in low-carbon technologies // Climate Policy. – 2019. – 19(6). – DOI: 10.1080/14693062.2019.15700.
16. *Мориц Р., Гавел А.* Повышение обязательств по климату: анализ ICPF (минимальной международной цены на выбросы углерода) Аналитический отчет – Женева: World Economic Forum совместно с PwC, 2022. – 37 с.
17. *Балашов М.М.* Влияние механизмов углеродного регулирования на развитие промышленности Российской Федерации // Стратегические решения и риск-менеджмент. Т. 11. № 4. , 2020. – С. 354–365. – DOI: 10.17747/2618-947X-2020-4-354-365
18. *Кейко А.В.* Системные модели в исследованиях энергетики // Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России. Сборник докладов Школы молодых ученых. М.: ИНЭИ РАН, 2023. С. 6-32.
19. *Шигина А.В., Кейко А.В.* Углеродное регулирование в задачах системного моделирования развития энергетики России // Человек. Экономика. Технологии. Социум. NETS'2023: материалы III Междунар. науч.-практ. Форума (Красноярск, 26–28 октября 2023 г.). – Красноярск: Изд-во СФУ, 2023. – С. 102-108.