

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ



УДК 620.9

DOI:10.30724/1998-9903-2024-26-4-100-114

ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Шигина А.В., Хоршев А.А.

Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), г. Москва, Россия
shigina_av@mail.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования заключается в оценке влияния различных мер углеродного регулирования, стимулирующих достижение национальных климатических целей, на масштабы развития отдельных технологий производства электроэнергии и тепла в России. ЦЕЛЬ. Рассмотреть изменение оптимальной структуры технологий в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении России в перспективе 2050 года вследствие введения в 2030 году различных мер углеродного регулирования. МЕТОДЫ. Проведена оптимизация структуры энергетических технологий в энергетике России по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики до 2050 года с помощью разработанной в ИНЭИ РАН модели EROS. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье рассмотрены масштабы изменения установленной мощности и объемов производства электроэнергии различных типов электростанций в ЕЭС России, а также отпуска тепла от различных централизованных источников теплоснабжения к 2050 году для 16 вариантов мер углеродного регулирования и базового варианта развития энергетики. Описана оптимальная структура технологий в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении в условиях действия отдельных административных, фискальных и экономических мер. Сопоставлены варианты стимулирующих мер климатической политики на основе соответствующих приростов установленной мощности электростанций в ЕЭС России к 2050 году. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Декарбонизация сектора производства электроэнергии с учетом текущих прогнозов научно-технического прогресса будет преимущественно происходить за счет атомной энергии, производства тепла – за счет электродогревательных. При этом для вариантов углеродного регулирования, приводящих к снижению выбросов парниковых газов к 2050 году до уровня не выше 70% относительно 2019 года, АЭС станут новой доминантой в структуре производства электроэнергии вместо газовых ТЭС. Суммарный прирост установленной мощности электростанций в ЕЭС России к 2050 году может отличаться почти в семь раз для различных мер углеродного регулирования. Среди рассмотренных мер углеродного регулирования наиболее сильно влияют на структуру технологий в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении России квотирование выбросов и углеродное налогообложение.

Ключевые слова: энергетические технологии; развитие электроэнергетики; структура генерирующих мощностей; низкоуглеродное развитие; углеродное регулирование; выбросы парниковых газов; системное моделирование.

Благодарности: Исследование выполнено при поддержке гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Для цитирования: Шигина А.В., Хоршев А.А. Изменение структуры технологий в энергетике России под воздействием углеродного регулирования // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2024. Т.26. № 4. С. 100-114. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-4-100-114.

THE TECHNOLOGICAL TRANSFORMATION OF THE RUSSIAN ENERGY SECTOR FORCED BY CARBON REGULATION

Shigina A.V., Khorshev A.A.

The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Moscow,
Russia
shigina_av@mail.ru

Abstract: *RELEVANCE* of the study lies in the assessment of the impact that various carbon regulation instruments stimulating the achievement of national climate goals have on the development scale of different electricity and heat production technologies in Russia. *THE PURPOSE.* To consider the change in the optimal technological structure of the electric power industry and district heating in Russia by 2050 assuming the introduction of various carbon regulation instruments in 2030. *METHODS.* We used the developed at ERI RAS system technological model EPOS for the optimization of the energy technology structure in the Russian energy sector according to the criterion of the minimum total discounted costs for energy supply to the economy until 2050. *RESULTS.* The article provides an analysis of the scale of changes in installed capacity and electricity production of various types of power plants in the UES of Russia, as well as changes in heat production of different heat supply sources by 2050 for 16 carbon regulation options and business-as-usual scenario. Also it describes the optimal technological structure in the electric power industry and district heating under the conditions of certain administrative, fiscal and economic instruments of climate policy. Carbon regulation options based on the corresponding increases in the installed capacity of power plants in the UES of Russia by 2050 are compared. *CONCLUSION.* Decarbonization of the electric power industry in Russia will mainly occur by expansion of nuclear energy, heat production - by deployment of electric boilers, taking into account current forecasts of scientific and technological progress. At the same time, for carbon regulation options leading to a greenhouse gas emissions reduction by 30% relative to 2019 level, nuclear power plants could become the new dominant technology in the structure of electricity production instead of gas thermal power plants. The total increase in installed capacity of power plants in the UES of Russia by 2050 may differ by almost seven times for various carbon regulation options. Among the climate policy options considered, emission quotation and carbon taxes have the strongest impact on the technological structure of the electric power industry and district heating in Russia.

Keywords: *energy technologies; electric power industry development; generating capacity structure; low carbon development; carbon policy; greenhouse gas emissions; system modelling.*

Acknowledgments: *The study is supported by Russian Science Foundation grant (project № 21-79-30013) in Research Institute of Russian Academy of Sciences.*

For citation: Shigina A.V., Khorshev A.A. The technological transformation of the Russian energy sector forced by carbon regulation. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2024; 26 (4): 100-114. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-4-100-114.

Введение (Introduction)

Спектр энергетических технологий, в общем случае необходимых для углеродно-нейтральной экономики, не вызывает вопросов, в отличие от оптимального соотношения отдельных технологий в рамках низкоуглеродной энергетики страны. Система углеродного регулирования, стимулирующая снижение выбросов парниковых газов (ПГ) в том числе от энергетики, как справедливо отмечается, например, в [1], должна быть гармонизирована с социально-экономическим развитием, а процессы макроэкономического и энергетического планирования, согласно [2], тесно интегрированы за счет обратной связи. Как следствие, форсированное структурно-технологическое преобразование топливно-энергетического комплекса (ТЭК) для достижения климатических целей должно учитывать характерные национальные особенности в области экономики и энергетики, перечень которых включает, но не ограничивается:

- текущий баланс запасов полезных ископаемых (включая ископаемое топливо и уран) и региональное распределение ресурсного потенциала возобновляемых источников энергии (ВИЭ),

- исторически сложившуюся структуру и состав энергоносителей и энергетических технологий, и соответствующие связи энергетики с другими отраслями промышленности,

- топологию энергетической системы (включая зоны децентрализованного энергоснабжения), особенности и состояние энергетической инфраструктуры,

- производственные мощности по выпуску основного и вспомогательного энергетического оборудования, возможности их расширения с учетом доступности критических материалов,

- внешнеэкономические отношения (в т.ч. санкционные ограничения),

- научно-технический потенциал в области энергетических технологий.

В условиях, с одной стороны, особо важной роли топливной промышленности в экономике России, а с другой, декарбонизации глобальных производственных цепочек, возникает вопрос о научно-технологических приоритетах в энергетике, варианты которых, принципиально различающиеся по доминирующему типу энергоносителя, описаны в [2]. В частности, развитие водородной энергетики является одним из вариантов перехода на безуглеродный энергоноситель, который имеет большие перспективы в России в связи с национальными особенностями электроэнергетического комплекса и газотранспортной системы, позволяющими широко внедрять водородные технологии накопления и трансфера энергии, охарактеризованные в [3]. При этом спрос на российский водород на мировом рынке будет сильно зависеть от способа его производства и источника энергии, который в целях декарбонизации должен быть безуглеродным [4]. В рамках планирования низкоуглеродной реструктуризации энергетики потребуется решить вопросы о масштабах внедрения безуглеродных источников энергии, возможностях производства необходимого для этого энергетического оборудования внутри страны и темпах отказа от углерод-интенсивных технологий для минимизации негативных социально-экономических последствий.

В настоящее время, мировой рынок климат-ориентированных технологий как в части добычи критически важных материалов, так и в части производства оборудования, чрезвычайно концентрирован [5]. Например, в Демократической республике Конго добывается 70% мирового кобальта, а более 90% добычи лития в мире приходится всего на три страны: Австралию, Чили и Китай. При этом, не менее 70% производственных мощностей по технологиям солнечной, ветряной энергетики, накопления энергии и электролиза, сконцентрировано в трех крупнейших странах-производителях, среди которых уверенно доминирует Китай. Выбор приоритетного направления технологического развития в энергетике должен позволить России как совершить оптимальную реструктуризацию национальной экономики для выполнения климатических обязательств и экономического роста, так и занять устойчивые лидерские позиции на мировом рынке безуглеродных технологий.

Решать задачу выбора технологического приоритета можно не только для энергетики в целом, но и для отдельных отраслей, например, электроэнергетики и централизованного теплоснабжения. При этом столь же справедливой остается оговорка о нерациональности (и практической нереализуемости) перехода к единственному источнику энергии. Оценка т.н. стоимости «избегаемых» выбросов (carbon avoided cost, SAC), выполненная для России в [6], позволила ограничить множество экономически эффективных низкоуглеродных технологий производства электроэнергии для замещения выбранных углеродно-интенсивных технологий. Однако, SAC не может дать представление об оптимальных масштабах распространения конкретных энергетических технологий, которое должно быть получено на основании модельных расчетов. В [7], где приводится кривая предельных затрат на сокращение выбросов (marginal abatement cost curve, МАСС), построенная на основе экспертных оценок для множества технологий производства и потребления энергии в России, также отмечается необходимость моделирования для учета взаимного влияния применения отдельных технологий в целях декарбонизации и оценки синергетического эффекта. Сценарные исследования должны позволить не только оценить изменения конкурентоспособности технологий производства энергии в условиях стимулирования низкоуглеродного развития, но и определить различия в масштабах развития технологий при применении различных мер углеродного регулирования.

Цель исследования заключается в анализе изменений структуры технологий в

электроэнергетике и централизованном теплоснабжении России под воздействием отдельных мер углеродного регулирования в перспективе 2050 года. Научная значимость исследования состоит в оценке масштабов развития энергетических технологий в условиях государственного стимулирования декарбонизации. Практическая значимость исследования заключается в определении мер углеродного регулирования, которые наиболее эффективно обеспечивают снижение выбросов ПГ для формирования направленной государственной политики в сфере низкоуглеродной трансформации энергетики.

Методы (Methods)

Моделирование вариантов развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения России в условиях введения различных мер углеродного регулирования выполнено на линейной динамической оптимизационной модели EPOS. Её подробное описание приведено в [8], а возможности приложения для прогнозирования энергетического развития – в [9]. Критерием оптимизации структуры энергетических технологий в ЕЭС России являлся минимум суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики до 2050 года (с учетом последствий принимаемых решений до 2070 года).

Рассмотрены базовый вариант развития отрасли (вариант В), соответствующий отсутствию специального регулирования, направленного на снижение выбросов ПГ, а также несколько вариантов мер углеродного регулирования, принципы учета которых в системных технологических моделях (СТМ) изложены в [10]. В исследовательских целях сценарии углеродного регулирования, перечисленные в таблице 1, намеренно включают некоторые крайние варианты, реализация которых в России в текущих условиях мало оправдано. При этом меры углеродного регулирования, для которых принципиально важно учитывать рыночное поведение компаний, трудно реализуемое в СТМ [11], в частности система торговли квотами на выбросы (СТВ) и добровольный углеродный рынок, не рассматриваются. Если не указано иное, регулирование вступает в силу с 2030 года, целевые сокращения выбросов ПГ указываются в процентах относительно базового 2019 года, ценовые показатели – в долл. США 2019 года. Прогнозная динамика электро- и теплотребления основана на обоснованных в [12] макроэкономических показателях базового сценария прогноза социально-экономического развития России. Потребность в мощности электростанций на рассматриваемом временном горизонте до 2050 года, соответствующая сценарию спроса на электроэнергию, учитывает действующие нормативы резервирования.

Таблица 1
Table 1

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

Measures of carbon regulation and values of indicators used to describe them in the EPOS model

| Мера 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) |
| | N2 | 45 | + 8 долл./тС год (после 2040) |
| | N3 | 65 | |
| Налог на выбросы ПГ в 2030 году (для крупных эмитентов, свыше 150 ттСO _{2e} /год), долл. США/тСO _{2e} | V1 | 20 | + 3 долл./тСO _{2e} год |
| | V2 | 30 | + 5 долл./тСO _{2e} год |
| | V3 | 40 | + 6.5 долл./тСO _{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 г. |

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Варианты целевого снижения выбросов ПГ в электроэнергетике (L1-L3), с одной стороны, учитывают уровень нетто-выбросов ПГ к 2050 году согласно интенсивному (целевому) сценарию действующей редакции Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем ПГ до 2050 года (далее – СНУР)¹, и с другой – вариативность оценок темпов роста поглощающей способности управляемых экосистем, приведенные, например, в [13] и [14].

Заданное ограничение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии к 2050 году (U1, U2), а также ускоренный вывод из эксплуатации угольных электростанций до выработки назначенного ресурса (C1) являются гипотетическими вариантами агрессивных мер, направленных на декарбонизацию структуры производства электроэнергии посредством административного вытеснения углеродно-интенсивных технологий. Социально-экономические последствия таких варианты углеродного регулирования, особенно для угольных регионов, ещё предстоит оценить.

Ставки углеродных платежей как в вариантах N1-N3, так и в V1-V3 принимаются едиными для всех электростанций и котельных вне зависимости от их удельных или абсолютных выбросов ПГ. Их значения основаны на средних значениях выявленного в [15] диапазона, обобщающего избранные сценарии декарбонизации экономики России.

Зеленое финансирование в виде снижения кредитных ставок для отдельных видов безуглеродных электростанций (F1, F2) учитывается путем уменьшения их удельных капиталовложений ниже уровня, прогнозируемого на основании темпов научно-технического прогресса (НТП).

В основу оценки стоимости для сертификатов происхождения электроэнергии (S1, S2) положена оценка Министерства энергетики [16], скорректированная с учетом множественных неопределенностей относительно объемов спроса и предложения на внутреннем российском рынке зеленых сертификатов в условиях прекращения действия международной системы I-REC в России.

Результаты (Results)

На основе модельных расчетов определены изменения установленной мощности (табл. 2) и производства электроэнергии (табл. 3) для различных электрических станций относительно отчетного 2021 года, а также совокупные выбросы ПГ к 2050 году как в базовом варианте, так и вследствие введения отдельных мер углеродного регулирования.

Таблица 2

Table 2

Изменение установленной мощности электростанций в ЕЭС России к 2050 году относительно 2021 года в базовом варианте и для различных мер углеродного регулирования

Change in installed capacity of power plants in UES of Russia by 2050 relative to 2021 in the base case and for different carbon regulation measures

| Изм. уст. мощность и | Вариант | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|---------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|----|----|----|
| | B | L1 | L2 | L3 | U1 | U2 | N1 | N2 | N3 | V1 | V2 | V3 | F1 | F2 | S1 | S2 | C1 |
| Выбросы ПГ к 2050 г. в % отн. | 103 | 86 | 70 | 50 | 98 | 78 | 71 | 69 | 69 | 62 | 57 | 54 | 103 | 102 | 96 | 87 | 89 |

¹ 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.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|-----------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2019 г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ГЭС- ГАЭС | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЭС и СЭС | | | | ■ | | | | | | | | | ^ | | | | | |
| АЭС | | | ^ | ^ | | | ^ | ^ | ^ | ^ | ^ | ^ | | | | | | |
| ТЭС газовые | | — | — | — | | | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | | | | | — | — |
| ТЭС угольные | — | — | ▼ | ▼ | — | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | — | — | — | — | — | ▼ |
| | Условные обозначения: | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ■ | > 101 ГВт | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ^ | от 51 до 100 ГВт | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | от 0 до 50 ГВт | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| — | от -25 до 0 ГВт | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ▼ | < -25 ГВт | | | | | | | | | | | | | | | | | |

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 3

Table 3

Изменение объемов производства электроэнергии на различных типах электростанций в ЕЭС России к 2050 году относительно 2021 года в базовом варианте и для различных мер углеродного регулирования

Change in electricity production volumes at different types of power plants in the UES of Russia by 2050 versus 2021 in the base case and for different carbon regulation measures

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| Изменение производства электроэнерг ии | Вариант | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | В | L 1 | L 2 | L 3 | U 1 | U 2 | N 1 | N 2 | N 3 | V 1 | V 2 | V 3 | F 1 | F 2 | S 1 | S 2 | C 1 | |
| ГЭС-ГАЭС | | | | | | | | | | | ^ | ^ | ^ | | | | | |
| ВЭС и СЭС | | | | ■ | | | | | | | | ^ | ■ | | | | | |
| АЭС | ^ | ■ | ■ | ■ | ^ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ^ | ^ | ■ | ■ | ■ | |
| ТЭС газовые | ■ | | ▼ | ▼ | ■ | ^ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ■ | ■ | | ▼ | ■ | |
| ТЭС угольные | | ▼ | ▼ | ▼ | — | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | | | | — | — | ▼ | |
| | Условные обозначения: | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ■ | > 101 ТВт·ч | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ^ | от 51 до 100 ТВт·ч | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | от 0 до 50 ТВт·ч | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| — | от -50 до 0 ТВт·ч | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ▼ | < -50 ТВт·ч | | | | | | | | | | | | | | | | | |

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Прирост установленной мощности объектов гидроэнергетики к 2050 году не превышает 50 ГВт для всех рассмотренных вариантов. Максимальный по сравнению с другими мерами углеродного регулирования прирост производства электроэнергии на ГЭС и ГАЭС характерен для введения налога на выбросы ПГ со ставками от 20 до 40 долл./тCO_{2e} в 2030 году (варианты V1-V3) и составляет более 50 млн. МВт·ч к середине века.

К 2050 году установленная мощность СЭС и ВЭС увеличивается на более чем 50 ГВт по сравнению с отчетным годом в условиях действия налога на выбросы ПГ со ставкой не ниже 40 долл./тCO_{2e} в 2030 году, растущей на 6.5 долл./тCO_{2e} в год (вариант V3), и на более чем 100 ГВт – вследствие прямого квотирования выбросов (сценарий L3). Прирост производства электроэнергии на ВЭС и СЭС свыше 50 млн. МВт·ч к середине века достигается уже при меньшем значении ставки за выбросы ПГ (30 долл./тCO_{2e} в 2030 году, рост 5 долл./тCO_{2e} в год), соответствующем варианту V2.

Наиболее заметный по сравнению с другими вариантами прирост установленной мощности АЭС выше 50 ГВт к 2050 году происходит в условиях действия целевого предела выбросов ПГ к 2050 году не выше 70% относительно уровня 2019 года или углеродного налогообложения. Увеличение производства электроэнергии на АЭС свыше 100 млн. МВт·ч характерно для всех вариантов, в которых снижение совокупных выбросов ПГ к 2050 году больше 2% относительно 2019 года. Максимальный прирост на 690 млн. МВт·ч к 2050 году достигается в варианте введения административного ограничения выбросов ПГ на уровне на 50% относительно 2019 года (вариант L3).

В перспективе 2050 года различные меры углеродного регулирования могут приводить как к уменьшению установленной мощности и производства электроэнергии газомазутных ТЭС, так и их медленному росту. Рост происходит в условиях административного ограничения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии (до 21 ГВт и 224 млн. МВт·ч к 2050 г.), действия льготного финансирования для ВИЭ и ГЭС (до 5 ГВт и 140 млн. МВт·ч) или ускоренного вывода из эксплуатации угольных электростанций (до 20 ГВт и 218 млн. МВт·ч). Сокращение выбросов на уровне интенсивного сценария СНУР (до 86-87% относительно 2019 года) в результате квотирования выбросов ПГ (L1) сопровождается ростом производства электроэнергии газомазутных ТЭС на 5% в отличие от варианта введения зеленых сертификатов с ценой не ниже 3.6 долл./ МВт·ч (S2), в котором тот же уровень ПГ достигается в условиях снижения производства электроэнергии на газомазутных ТЭС на более чем 84 млн. МВт·ч. В результате административного регулирования происходит меньшее снижение установленной мощности газомазутных ТЭС по сравнению с углеродным налогообложением при достижении близкого по абсолютным значениям уровня выбросов ПГ к 2050 году. Наибольшее снижение установленной мощности газомазутных ТЭС составляет 44 ГВт к 2050 году (варианты V2, V3), что соответствует сокращению производства электроэнергии на более чем 50% относительно 2019 года.

Рассмотренные меры углеродного регулирования всегда приводят к сокращению установленной мощности угольных ТЭС к середине века, но не всегда к снижению производства электроэнергии на них, как, например, для вариантов зеленого финансирования ВИЭ с учетом крупных ГЭС или без них (F1, F2). Введение налога на поступающий в экономику углерод или выбросы ПГ вне зависимости от величины ставки в рамках рассматриваемого диапазона приводит к падению установленной мощности угольных ТЭС на 27 ГВт (или 65%) к 2050 году и сокращению производства электроэнергии на 103 млн. МВт·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 их выбытии до выработки назначенного ресурса (C1) и составляет 70% относительно 2021 года.

Путем совместной оптимизации электроэнергетики и централизованного теплоснабжения оценено влияние мер углеродного регулирования на структуру производства тепловой энергии. В таблице 4 приведено изменение отпуска тепловой энергии для различных централизованных источников теплоснабжения (ЦИТ) к 2050 году относительно 2021 года в условиях углеродного регулирования.

Таблица 4

Table 4

Изменение отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения России к 2050 году относительно 2021 года в базовом варианте и для различных мер углеродного регулирования
Change in heat supply in the district heating zone of Russia by 2050 relative to 2021 in the base case and for different carbon control measures

| Изменение отпуска тепла | Вариант | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | B | L1 | L2 | L3 | U1 | U2 | N1 | N2 | N3 | V1 | V2 | V3 | F1 | F2 | S1 | S2 | C1 |
| Электрокотельные | | | | ■ | | | | | | ^ | ^ | ■ | | | | | |
| АТЭС | | | | ^ | | | | | | ^ | ^ | ^ | | | | | |
| Газовые ЦИТ | ▼ | — | — | ▼ | ▼ | — | — | — | — | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | — |
| Угольные ЦИТ | — | — | ▼ | ▼ | — | — | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | ▼ | — | — | — | — | ▼ |
| | Условные обозначения: | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ■ | > 101 млн. Гкал | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ^ | от 26 до 100 млн. Гкал | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | от 0 до 25 млн. Гкал | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0 (нет изменений) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| — | от -100 до 0 млн. Гкал | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ▼ | < -100 млн. Гкал | | | | | | | | | | | | | | | | |

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Электрокотельные появляются в структуре отпуска тепла к 2050 году даже в отсутствие углеродного регулирования. Однако, в этом случае отпуск тепла от

электростанций составляет лишь около 1 млн. Гкал, причем он сохраняется на минимальном уровне для всех вариантов углеродного регулирования, при которых совокупные выбросы ПГ не снижаются ниже уровня показателей СНУР, а именно 86%. Введение налога на выбросы ПГ со ставкой не менее 20 долл./CO_{2e} в 2030 году и растущей до 80 долл./CO_{2e} к 2050 году (вариант V1) уже приводит к росту отпуска тепла от электростанций более 35 млн. Гкал и для наибольшей из рассмотренных ставок превышает 100 млн. Гкал к 2050 году (V3), как и в случае прямого квотирования выбросов на уровне 50% относительно 2019 года (L3). В свою очередь, только для указанных вариантов (V1-V3 и L3) рост отпуска тепла от АТЭС превышает минимальные значения 1-2 млн. Гкал, но все же не достигает 100 млн. Гкал к 2050 году.

Снижение отпуска тепла от газовых ЦИТ в отсутствие углеродного регулирования превышает 100 млн. Гкал, в отличие от угольных ИТ, для которых характерно менее существенное снижение производства тепловой энергии. Такое же качественное соотношение изменения отпуска тепла сохраняется для минимального из рассмотренных значений целевого снижения расхода топлива на производство электроэнергии (вариант U1), введения зеленого финансирования и системы обращения сертификатами происхождения электроэнергии. Напротив, во всем диапазоне рассмотренных ставок налога на поступающий в экономику углерод (варианты N1-N3), для варианта административного ограничения выбросов ПГ на уровне 70% относительно 2019 года (L2) и в случае ускоренного выбытия угольных ТЭС (С1) снижение отпуска тепла от угольных ЦИТ более 100 млн. Гкал, когда для газовых ЦИТ оно становится более сдержанным. Максимальное снижение отпуска тепла как от газовых, так и от угольных ЦИТ свыше 100 млн. Гкал характерно для вариантов прямого квотирования (L3) и налогообложения выбросов (V1-V3), при которых снижение совокупных выбросов не менее 38% к 2050 году.

Структура установленной мощности электростанций в ЕЭС России и производства электроэнергии на них в 2050 году для базового варианта и рассматриваемых вариантов углеродного регулирования приведена на рисунках 1 и 2 соответственно.

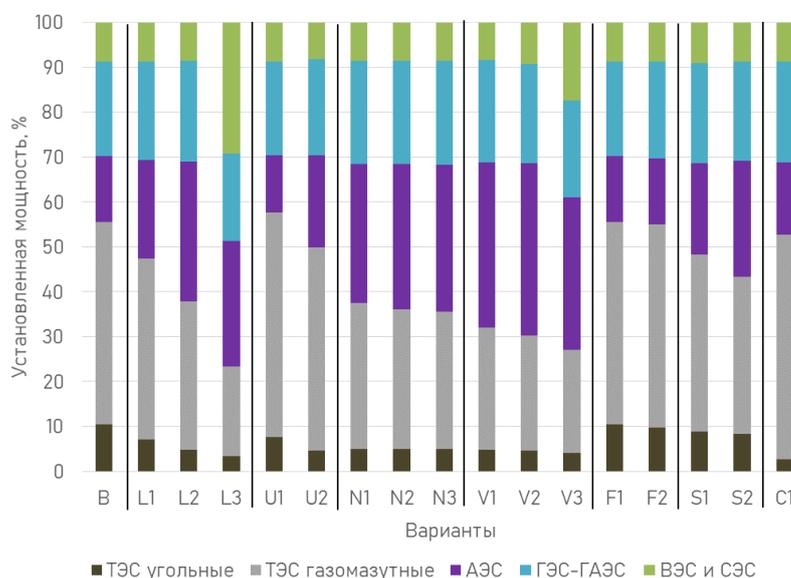


Рис. 1. Структура установленной мощности ЕЭС России к 2050 году в условиях действия углеродного регулирования *Fig. 1. The structure of installed capacity of power plants in the UES of Russia by 2050 for various carbon regulation options*

*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

В базовом варианте развития отрасли в отсутствие углеродного регулирования больше половины установленной мощности ЕЭС России к 2050 году будут составлять электростанции, использующие ископаемое топливо. Такая ситуация сохраняется для вариантов ограничения предельного расхода топлива на производство электроэнергии (U1, U2), льготного финансирования ВИЭ (F1, F2) и ускоренного выбытия угольных ТЭС (С1). В отношении доли безуглеродных источников энергии в структуре установленной мощности, прямое квотирование выбросов ПГ (L2, L3) и углеродное налогообложение

(N1-N3, V1-V3) приводят к превалированию атомной энергии и снижению совокупных выбросов ниже 70% относительно уровня 2019 года в отличие от остальных вариантов, в которых наибольшая доля (чуть больше 20%) приходится на гидроэнергию, как и в базовом варианте. При этом в случае введения сертификатов происхождения электроэнергии (S1, S2) несмотря на доминирование безуглеродных источников энергии в структуре установленной мощности доля наиболее углерод-интенсивных угольных ТЭС уменьшится всего на 1-2% относительно базового варианта без регулирования. Совокупная доля ВЭС и СЭС не достигает 10% установленной мощности ЕЭС России к 2050 году для всех вариантов, при которых выбросы ПГ снижаются меньше, чем на 45% относительно 2019 года. Однако, снижение выбросов с 54% (V3) до 50% (L3) сопровождается почти двукратным увеличением доли ВЭС и СЭС в структуре установленной мощности с 17% до 29% в 2050 году в условиях общего изменения структуры мощности и ограничения доступности площадок для ввода новых АЭС.

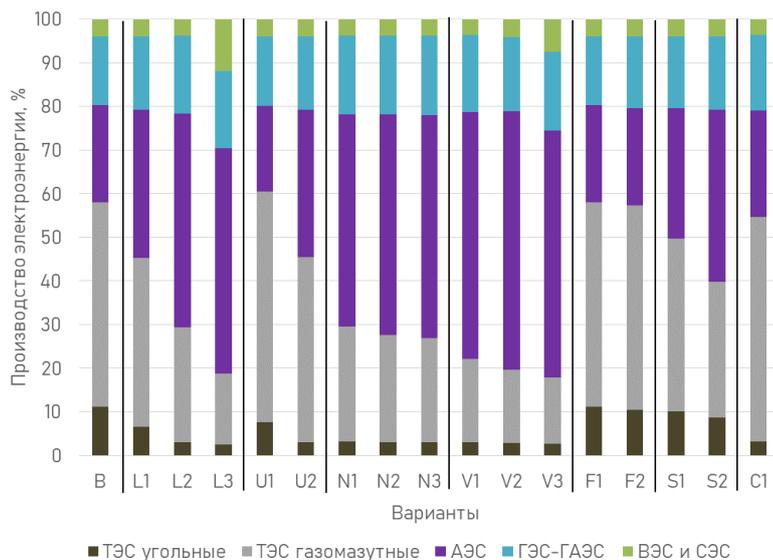


Рис. 2. Структура производства электроэнергии в ЕЭС России к 2050 году в условиях действия углеродного регулирования *Fig. 2. The structure of electricity production in the UES of Russia by 2050 for various carbon regulation options*

*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

Для вариантов, приводящих к наибольшему снижению выбросов ПГ, суммарная доля безуглеродных источников энергии превышает 80% в структуре производства электроэнергии преимущественно за счет роста доли АЭС, которая возрастает с 22% в базовом варианте вплоть до 60% в случае введения углеродного налогообложения выбросов со ставкой 30 долл./CO_{2e} в 2030 году и достигающей 130 долл./CO_{2e} к 2050 году (вариант V2). Причем увеличение ставки налога на выбросы ПГ вплоть до параметров, соответствующих варианту V3, приводит к дальнейшему повышению доли безуглеродных источников энергии уже за счет роста доли ВЭС и СЭС до 7.5% в структуре производства электроэнергии. Наибольший рост доли ВИЭ-генерации с 4% до 12% происходит вследствие прямого ограничения выбросов на уровне 50% относительно 2019 года (вариант L3). В этом же варианте углеродного регулирования доля производства электроэнергии на газомазутных ТЭС на 1.5% больше минимального уровня 15%, характерного для углеродного налогообложения со ставкой 40 долл./CO_{2e} в 2030 году или 170 долл./CO_{2e} к 2050 году (вариант V3). Большинство рассмотренных вариантов приводит к падению доли угольных ТЭС до 3% в объеме производства электроэнергии, в отличие от варианта без регулирования, в котором она составляет 11%.

Из рассмотренных вариантов углеродного регулирования наименьшее воздействие на изменение структуры производства электроэнергии оказывает введение зеленого финансирования, для которого различия во вкладах различных типов электростанций не превышают 1% по сравнению с базовым вариантом.

Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения России к 2050 году при введении в 2030 году отдельных мер углеродного регулирования и в их отсутствии представлена на рисунке 3.

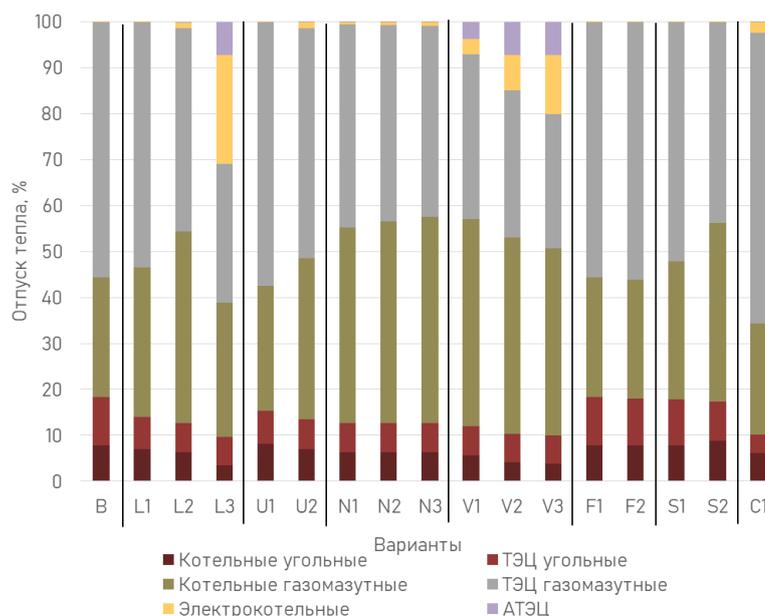


Рис. 3. Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения России к 2050 году в условиях действия углеродного регулирования

Fig. 3. The structure of heat supply in the district heating zone of Russia by 2050 u for various carbon regulation options

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Доля безуглеродных ЦИТ в структуре отпуска тепла в 2050 году не превышает 0,5% как для базового варианта, так и для большинства рассмотренных мер углеродного регулирования. Отметку 1% электрокотельным позволяет преодолеть средний вариант квотирования выбросов на уровне 70% относительно 2019 года (L2), существенное ограничение предельного расхода топлива на производство электроэнергии (U2) и ускоренное выбытие угольных электростанций. Максимальная доля безуглеродных ИТ, превышающая 30%, характерна для прямого ограничения выбросов ПГ до 50% к 2050 году (L3). Введение налога на выбросы ПГ (V1-V3) позволяет достичь от 7 до 20% безуглеродных ЦИТ в структуре отпуска тепла. При этом вклад АТЭЦ составляет от 4 до 7% как для административного, так и для фискального регулирования и ограничен доступностью площадок для таких станций исходя из эффективного радиуса теплоснабжения. Стоит отметить, что для прямого квотирования выбросов доля газомазутных котельных может как повышаться, так и снижаться при переходе к большему сокращению выбросов ПГ, в отличие от варьирования параметров регулирования в рамках других рассмотренных мер углеродного регулирования, когда изменение доли газомазутных котельных изменяется однонаправленно. В частности, повышение ставки налога на углерод в рамках рассматриваемого диапазона (варианты N1-N3) приводит к повышению эффективности отдельной схемы энергоснабжения в виде сочетания АЭС и газомазутных котельных, в отличие от более высоких ставок налога на выбросы ПГ (V1-V3), когда углеродоемкие ЦИТ начинают активно вытесняться безуглеродными альтернативами. Доля самых углеродно-интенсивных угольных ЦИТ в структуре отпуска тепла составляет 18.5% в базовом варианте и падает ниже 10% только для наиболее амбициозных вариантов прямого квотирования выбросов (L3), введения налога на выбросы ПГ (V3) и в случае ускоренного выбытия угольных ТЭС (C1).

Изменение структуры технологий в энергетике вследствие действия различных мер углеродного регулирования сопровождается изменением суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС России (рис. 4).

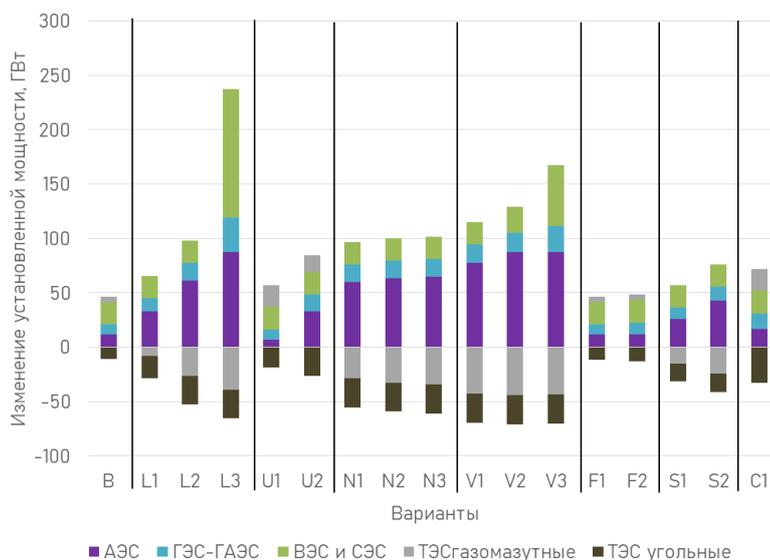


Рис. 4. Изменение установленной мощности электростанций в ЕЭС России к 2050 году относительно 2021 года при введении углеродного регулирования *Fig. 4. The change in the installed capacity of the UES of Russia by 2050 relative to 2021 with the introduction of carbon regulation*

*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

В базовом варианте развития энергетики суммарный прирост установленной мощности электростанций ЕЭС России к 2050 году составляет около 35 ГВт относительно 2021 года. При этом для различных вариантов углеродного регулирования он может отличаться почти в семь раз: от 25 ГВт (вариант S1) до 172 ГВт (L3). Отметим, что для налогообложения углерода (N1-N3) и льготного финансирования (F1, F2) суммарный прирост установленной мощности не изменяется при варьировании параметров регулирования в рассмотренных пределах. При близких уровнях выбросов ПГ к 2050 году административное регулирование приводит к большему приросту суммарной установленной мощности электростанций, чем фискальные меры. Строгое ограничение на объем выбросов ПГ приводит к необходимости декарбонизации теплоснабжения преимущественно за счет электродотельных, что сопряжено с ростом спроса на электроэнергию. Одновременно с этим в секторе электроэнергетики с ростом ВИЭ-генерации возрастает потребность в объемах её резервирования.

Обсуждение (Discussions)

Достижение сокращения нетто-выбросов ПГ близких к показателям действующей редакции СНУР возможно посредством нескольких мер углеродного регулирования, например, прямого квотирования (вариант L1), создания системы обращения зелеными сертификатами (S2) или ускоренного вывода из эксплуатации угольных электростанций (C1). Однако, в перспективе 2050 года одни из этих мер (L1, C1) приводят к росту производства электроэнергии на газозапутных ТЭС, а другие (S2) - к его уменьшению. Поскольку на сегодняшний день природный газ является доминирующим энергоресурсом, при оценке сценариев декарбонизации следует учитывать и возможные социально-экономические последствия углеродного регулирования в газовой отрасли.

Угольные ТЭС, как наиболее углеродно-интенсивные электростанции, ощутят негативные последствия введения углеродного регулирования в большей степени по сравнению с другими технологиями генерации энергии. Однако, нельзя однозначно утверждать, что достижение меньшего уровня выбросов ПГ сопряжено с большим падением производства электроэнергии на угольных ТЭС. В частности, преднамеренный ускоренный вывод из эксплуатации угольных электростанций (вариант C1) приводит к более значительному снижению производства электроэнергии посредством сжигания угля, но к меньшему снижению выбросов ПГ по сравнению с введением сертификатов происхождения электроэнергии (S2). При этом при необходимости компенсировать падение внутреннего спроса на уголь со стороны энергетических предприятий в случае углеродного регулирования, следует предусмотреть повышение неэнергетического использования угля и осуществить необходимую для этого переориентацию отрасли. Например, с учетом важности угольной промышленности для экономики Китая в условиях национальных целей по снижению выбросов ПГ в [17] рекомендуется

обеспечить поддержку инноваций в угольной отрасли и провести её всестороннюю оптимизацию для повышения эффективности производственных процессов и качества продукции.

К 2050 году для рассмотренных вариантов мер углеродного регулирования значительная доля ВЭС и СЭС в структуре установленной мощности ЕЭС России свыше 10% достигается лишь при снижении выбросов на более чем 45% относительно 2019 года. Как следствие, при необходимости увеличения масштабов развития возобновляемой энергетики для стимулирования ВИЭ-генерации в России в условиях действия целевых показателей СНУР необходимо предусмотреть дополнительные меры повышения их конкурентоспособности. При этом, как отмечается в [18] на основе анализа 102 стран, стимулирующие возобновляемую энергетику меры положительно влияют на инновационную активность в этой области, что может ускорить НТП выше прогнозных уровней, использованных в настоящем исследовании.

В условиях необходимости сокращения выбросов ПГ новой доминирующей технологией производства энергии может стать АЭС. Важнейшая роль атомной энергии для осуществления перехода к углеродно-нейтральной энергетике как в развитых, так и в развивающихся странах подчеркивается в [19], где особое внимание уделено потенциалу развития малых АЭС. Развитие атомной энергетики в России основано на накопленном научно-техническом потенциале и лидирующих позициях в рамках экспорта технологий, которые в будущем могут быть укреплены за счет экспорта быстрых реакторов с замкнутым ядерным топливным циклом [20].

Для достижения углеродной нейтральности потребуются декарбонизация теплоснабжения, которая с учетом текущих прогнозов НТП в централизованной зоне будет происходить преимущественно за счет электродельных, в меньшей степени - АТЭС. При этом отдельного анализа с учетом тренда на децентрализацию заслуживает тепловая энергетика малых мощностей, энергоустановки которой, согласно [21], составляют 11% от общей мощности ТЭС России и широко выпускаются отечественными предприятиями, однако не по всем видам оборудования.

Результаты анализа показывают, что в процессе достижения национальных климатических целей структура электроэнергетики и централизованного теплоснабжения будет качественно и количественно меняться. Для управления технологическими изменениями необходимо учитывать влияние отдельных мер углеродного регулирования на масштабы развития энергетических технологий для обеспечения гармоничного социально-экономического развития, максимально защищенного от внешнеполитической изменчивости.

Заключение (Conclusions)

Одинакового уровня совокупных выбросов ПГ можно достичь за счет различных стимулирующих мер административного, фискального или экономического характера. При этом в зависимости выбранной меры углеродного регулирования и параметров, её описывающих, вклады отдельных технологий производства энергии в совокупное снижение эмиссии будут различаться. Это приводит как к различным изменениям структуры технологий производства энергии, так и к различиям в суммарном приросте установленной мощности электростанций и ИТ, что будет иметь особое значение для оценки объема инвестиций, необходимых для структурной перестройки энергетики в связи с декарбонизацией. Результаты комплексной оценки энергетических технологий с позиций обеспечения национальной технологической независимости и выбора нового конкурентного преимущества России на глобальном рынке низкоуглеродных технологий следует учитывать при оценке сценариев декарбонизации и формирования климатической политики.

В продолжение работы следует рассмотреть совместное (в рамках единой национальной системы) влияние различных стимулирующих мер на технологическое развитие энергетики и повышение стоимости энергии для конечных потребителей. Кроме того, целесообразно провести подробный анализ энергетический безопасности полученных сценариев с использованием соответствующего модельного инструментария, подход к формированию которого на примере ТЭС описан в [22].

Литература

1. 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.
2. Филиппов С.П., Веселов Ф.В., Кейко А.В. и др. Подходы к формированию прогнозов

развития ТЭК России как составной части сценариев декарбонизации экономики страны // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6(201). С. 67-78.

3. Филимонов А.Г., Филимонова А.А., Чичиров А.А. и др. Глобальное энергетическое объединение: новые возможности водородных технологий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. №2. С. 3-13.

4. Януш О.Б. Политические дилеммы водородной энергетики // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23 №2. С. 173-180.

5. Energy Technology Perspectives 2023. Доступно по URL: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>. Ссылка активна на 14 апреля 2024.

6. Veselov F., Pankrushina T., Khorshev A. Comparative economic analysis of technological priorities for low-carbon transformation of electric power industry in Russia and the EU // Energy Policy. 2021. Vol. 156. 112409. P.9.

7. Keiko A., Veselov F., Solyanik A. Decarbonization Options in the Russian Energy Sector: a Comparative Study on Their Economic Efficiency // International Journal of Energy Economics and Policy. 2022. Vol. 12, N. 4. pp. 368-378.

8. Veselov F., Khorshev 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); 20-22 Sept 2017; Moscow, Russia. 2017. pp. 1-5.

9. Веселов Ф.В., Хоршев А.А., Ерохина И.В. и др. 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.

10. Шигина А.В. Описание механизмов углеродного регулирования при моделировании развития энергетики России // Сборник докладов Школы молодых ученых «Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России»; 17-18 октября 2023 г., Москва. М.: ИНЭИ РАН, 2023. С. 95-103.

11. Кейко А.В. Системные модели в исследованиях энергетики // Сборник докладов Школы молодых ученых «Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России»; 17-18 октября 2023 г., Москва. М.: ИНЭИ РАН, 2023. С. 6-32.

12. 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 // Труды Пятнадцатой международной конференции «Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD' 2022)»; 26-28 сентября 2022 г., Москва. М.: ИПУ РАН, 2022. С. 227-235.

13. Клименко В., Клименко А., Терешин А. и др. Дорога к климатической нейтральности: через леса под землю // Энергетическая политика. 2023. № 7(185). С. 8-25.

14. 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.

15. Шигина А., Хоршев А. Плата за углерод как game changer для структуры технологии в энергетике России // Энергетическая политика. 2024. № 1(192). С. 78-89.

16. Балашов М.М. Влияние механизмов углеродного регулирования на развитие промышленности Российской Федерации // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2020. Т. 11. № 4. С. 354-365.

17. Peng X., Song W., Li X. Analysis of Factors Influencing the Volatility of Coal Industry Development Under the Double Carbon Policy // Journal of Innovation and Development. 2023. Vol. 2, N. 3. pp. 152-157.

18. Yang Q.C., Zheng M., Chang C.P. Energy policy and green innovation: A quantile investigation into renewable energy // Renewable Energy. 2022. Vol. 189. pp. 1166-1175.

19. Krūmiņš J., Kļaviņš M. Investigating the Potential of Nuclear Energy in Achieving a Carbon-Free Energy Future // Energies. 2023. Vol. 16, N. 9. P. 3612.

20. Gorin N.V., Kuchinov V.P., Krivtsov A.V., et al. Export prospects of fast reactors designed in Russia with closed nuclear fuel cycle facilities // Nuclear Energy and Technology. 2022. Vol. 8, N. 3. P. 153-159.

21. Петрущенко В.А., Коршакова И.А. Качественный и количественный анализ тепловой энергетики малых мощностей в России // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22 №5. С. 52-70.

22. Крупенёв Д.С., Пискунова В.М., Гальфингер А.Г. Моделирование тепловых электростанций при исследовании надёжности энергоснабжения и энергетической безопасности // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т. 25. № 2. С. 12-25.

Авторы публикации

Шигина Анна Викторовна – инженер, Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН). *ORCID**: <https://orcid.org/0009-0000-1165-5481>. *shigina_av@mail.ru*.

Хоршев Андрей Александрович – канд. экон. наук, руководитель Центра моделирования в электроэнергетике ИНЭИ РАН. *ORCID**: <http://orcid.org/0000-0002-8089-6171>. *epos@eriras.ru*.

References

1. Porfir'ev BN, Shirov AA, Kolpakov AYu. Strategiya nizkouglerodnogo razvitiya: perspektivy dlya ekonomiki Rossii. *Mirovaya ekonomika i mezhdunarodnye otnosheniya*. 2020; 64(9):15-25. (In Russ). doi:10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25.
2. Filippov SP, Veselov FV, Keiko AV et al. Podkhody k formirovaniyu prognozov razvitiya TEK Rossii kak sostavnoi chasti stsenariiev dekarbonizatsii ekonomiki strany. *Problemy prognozirovaniya*. 2023; 6(201):67-78. (In Russ). doi:10.47711/0868-6351-201-67-78.
3. Filimonov AG, Filimonova AA, Chichirova ND, et al. Global energy association: new opportunities of hydrogen technologies. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(2):3-13. (In Russ). doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-3-13.
4. Yanush OB. Political dilemmas of hydrogen energy. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(2):173-180. (In Russ).
5. Energy Technology Perspectives 2023. Available at: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>. Accessed: 14 Apr 2024.
6. Veselov F, Pankrushina T, Khorshev A. Comparative economic analysis of technological priorities for low-carbon transformation of electric power industry in Russia and the EU. *Energy Policy*. 2021; 156:112409. doi:10.1016/j.enpol.2021.112409.
7. Keiko A, Veselov F, Solyanik A. Decarbonization Options in the Russian Energy Sector: a Comparative Study on Their Economic Efficiency. *International Journal of Energy Economics and Policy*. 2022; 12(4):368-378. doi:10.32479/ijee.13100.
8. Veselov F, Khorshev A. Integrated modelling and information technology for strategic planning in the energy sector of Russia. In *IEEE 11th International Conference on Application of Information and Communication Technologies (AICT); 20-22 Sept 2017; Moscow, Russia. 2017*. pp. 1-5. doi: 10.1109/ICAICT.2017.8687058.
9. Veselov FV, Khorshev AA, Erokhina IV et al. Issledovanie napravlenii i soputstvuyushchikh zatrat pri snizhenii emissii ugleroda v elektroenergetike do 2050 goda s uchetom mezhotraslevykh faktorov. *Problemy prognozirovaniya*. 2023; 6(201): 79-90. (In Russ). doi: 10.47711/0868-6351-201-79-90.
10. Shigina AV. Opisaniye mekhanizmov uglerodnogo regulirovaniya pri modelirovani razvitiya energetiki Rossii. In *Shkola molodykh uchenykh "Tekhnologicheskoe razvitie otraslei TEK dlya dostizheniya uglerodnoi neutral'nosti ekonomiki Rossii"; 17-18 Oct 2023; Moscow, Russia*. Moscow: ERI RAS, 2023. pp. 95-103. (In Russ).
11. Keiko AV. Sistemnyye modeli v issledovaniyakh energetiki In *Shkola molodykh uchenykh "Tekhnologicheskoe razvitie otraslei TEK dlya dostizheniya uglerodnoi neutral'nosti ekonomiki Rossii"; 17-18 Oct 2023; Moscow, Russia*. Moscow: ERI RAS, 2023. pp. 6-32. (In Russ).
12. Khorshev AA, Solyanik AI, Veselov FV, An Integrated Assessment of the Low-Carbon Transition in the Power Industry of Russia until 2050 under Accelerating Electricity Consumption Growth. *15th International Conference Management of large-scale system development (MLSD'2022); 22-26 Sept 2022; Moscow, Russia*. 2022, pp.227-235. doi: 10.1109/MLSD55143.2022.9934633.
13. Klimenko V, Klimenko A, Tereshin A et al. Doroga k klimaticheskoi neutral'nosti: cherez lesa pod zemlyu. *Energy policy*. 2023; 7(185):8-25. (In Russ).
14. Shvarts EA, Ptichnikov AV. Strategiya nizkouglerodnogo razvitiya Rossii i rol' lesov v ee realizatsii. *Nauchnye trudy Vol'nogo ekonomicheskogo obshchestva Rossii*. 2022; 236(4):399-426. (In Russ). doi: 10.38197/2072-2060-2022-236-4-399-426.
15. Shigina A, Khorshev A. Carbon price as a game changer for the technological structure of the Russian energy sector. *Energy policy*. 2024; 1(192):78-89. (In Russ). doi: 10.46920/2409-5516_2024_1192_78.
16. Balashov MM. The Impact Of Carbon Regulation Mechanisms On The Development Of Industry In The Russian Federation. *Strategic Decisions and Risk Management*. 2020; 11(4): 354-365. (In Russ). doi: 10.17747/2618-947X-2020-4-354-365.
17. Peng X, Song W, Li X. Analysis of Factors Influencing the Volatility of Coal Industry Development Under the Double Carbon Policy. *Journal of Innovation and Development*. 2023; 2(3): 152-

157. doi:10.54097/jid.v2i3.7638.

18. Yang QC, Zheng M, Chang CP Energy policy and green innovation: A quantile investigation into renewable energy. *Renewable Energy*. 2022;189:1166-1175. doi:10.1016/j.renene.2022.03.046.

19. Krūmiņš J, Kļaviņš M. Investigating the Potential of Nuclear Energy in Achieving a Carbon-Free Energy Future. *Energies*. 2023;16(9):3612. doi:10.3390/en16093612.

20. Gorin NV, Kuchinov VP, Krivtsov AV, et al. Export prospects of fast reactors designed in Russia with closed nuclear fuel cycle facilities. *Nuclear Energy and Technology*. 2022;8(3):153-159. doi:10.3897/nucet.8.80757.

21. Petrushchenkov VA, Korshakova IA. Qualitative and quantitative analysis of small scale thermal energy in Russia. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(5):52-70. (In Russ.) doi:10.30724/1998-9903-2020-22-5-52-70.

22. Krupenev DS, Piskunova VM, Galfinger AG. Modeling of thermal power plants in the study of reliability of power supply and energy security. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2023;25(2):12-25. (In Russ.) doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-12-25.

Authors of the publication

Anna V. Shigina – The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Moscow, Russia. *ORCID**: <https://orcid.org/0009-0000-1165-5481>. *shigina_av@mail.ru*.

Andrey A. Khorshev – The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Moscow, Russia. *ORCID**: <http://orcid.org/0000-0002-8089-6171>. *epos@eriras.ru*.

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Получено **27.04.2024 г.**

Отредактировано **28.05.2024 г.**

Принято **02.06.2024 г.**