XVII международная конференция «Управление развитием крупномасштабных систем» (MLSD'2024)
Секция 7. Управление топливно-энергетическими, инфраструктурными и другими системами

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

Шигина Анна Викторовна
Хоршев Андрей Александрович, к.э.н.

Институт энергетических исследований Российской академии наук

25 сентября 2024

Форсирование перехода к низкоуглеродной экономике

Динамика выбросов парниковых газов $=$ f [численность населения / ВВП ; энергоемкость ВВП ; углеродоемкость энергии]

Достижение климатических целей без замедления экономической активности:

- Энергосбережение и повышение энергоэффективности
- \+
- Изменение структуры технологий производства энергии

Углеродное регулирование представляет собой систему административных, рыночных и(или) фискальных мер, стимулирующих экономику к снижению антропогенных выбросов ПГ.

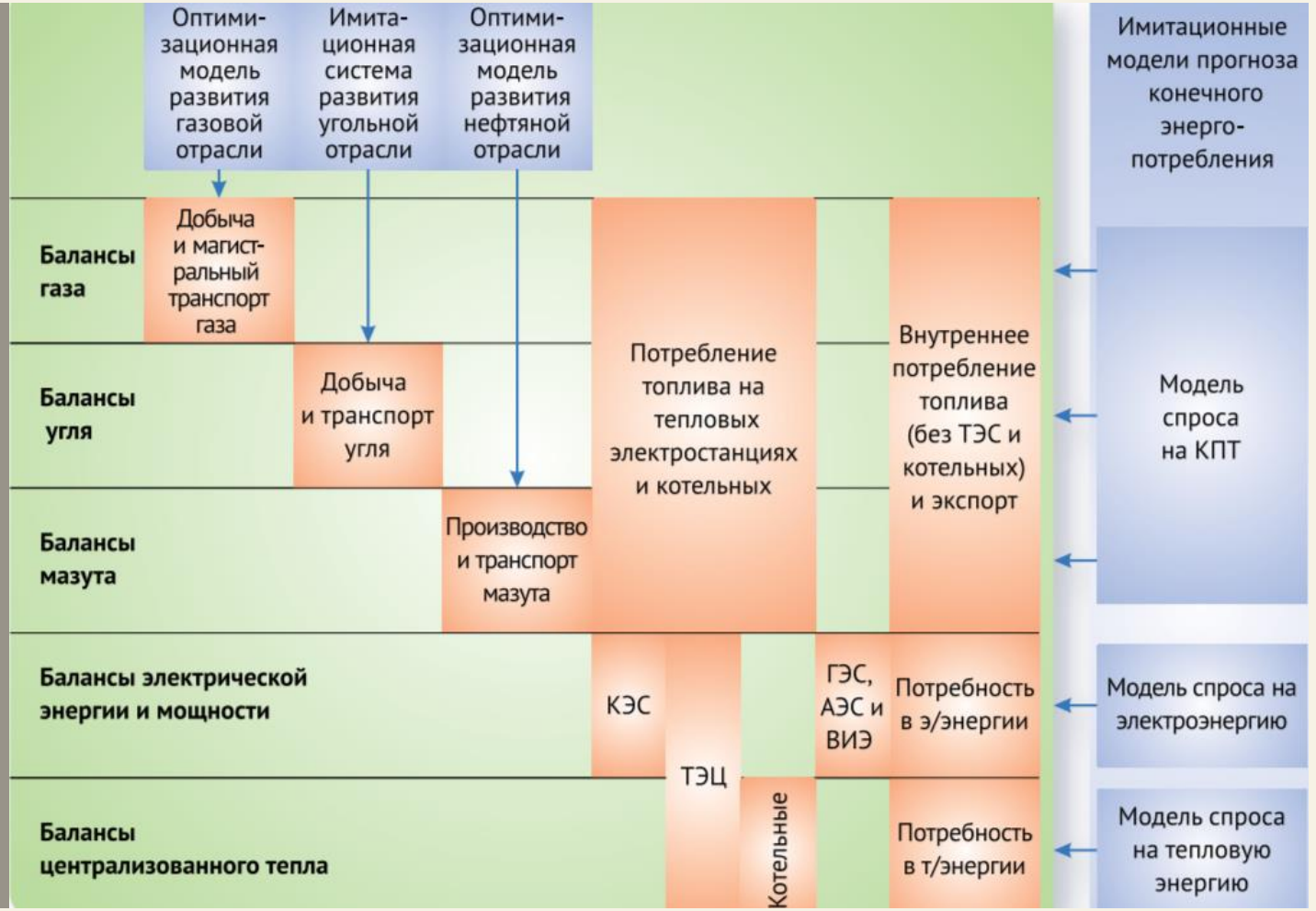
Как применение отдельных мер углеродного регулирования скажется на динамике установленной мощности электростанций и производстве электроэнергии в ЕЭС России в перспективе 2050 года?

Системное моделирование

Восходящая системная технологическая модель,
линейная динамическая
оптимизационная модель EPOS
(ИНЭИ РАН)

Инструмент для оптимизации развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения как интегрирующей части ТЭК страны.

Структурная основа - система территориальных балансов электроэнергии, установленной мощности, централизованного тепла и основных видов топлива (газ, мазут, уголь по видам).

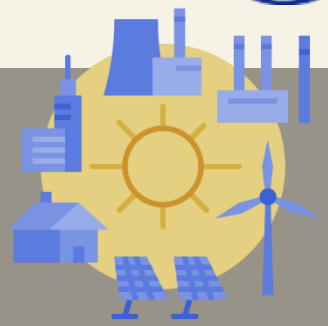


Источник: Макаров А.А., Веселов Ф. В., Елисеева О. А., и др. SCANER Суперкомплекс активной навигации в энергетических исследованиях ИНЭИ РАН, 2011

Меры углеродного регулирования

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.) - 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.)
	U2	35	- 25% (до 2040 г.)
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 ктCO_{2e}/год), долл. США/тCO_{2e}	V1	20	+ 3 долл./тCO_{2e} год
	V2	30	+ 5 долл./тCO_{2e} год
	V3	40	+ 6.5 долл./тCO_{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, обеспечивающий их полное выбытие к 2050 году	C1	с 2030 г.	-

+ Базовый вариант (business-as usual): отсутствие углеродного регулирования



Критерий оптимизации:

Минимум суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики до 2050 года с учетом последействия принимаемых решений до 2070 года.

Результаты сценарных расчётов

Изменение установленной мощности и производства электроэнергии электростанций в ЕЭС России к 2050 году относительно 2021 года при введении углеродного регулирования

Вариант	ГЭС-ГАЭС		ВЭС и СЭС		АЭС		ТЭС газовые		ТЭС угольные		Выбросы ПГ к 2050 г. в % отн. 2019 г.
	$\Delta N_{уст}$	ΔЭ	$\Delta N_{уст}$	ΔЭ	$\Delta N_{уст}$	ΔЭ	$\Delta N_{уст}$	ΔЭ	$\Delta N_{уст}$	ΔЭ	
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

Изменение уст. мощности ($\Delta N_{уст}$)

↗↗	> 101 ГВт
↗	от 51 до 100 ГВт
—	от 0 до 50 ГВт
▼	от -25 до 0 ГВт
▼▼	< -25 ГВт

Изменение выработки (ΔЭ)

> 101 ТВт·ч
от 51 до 100 ТВт·ч
от 0 до 50 ТВт·ч
от -50 до 0 ТВт·ч
< -50 ТВт·ч

Развитие технологий производства электроэнергии

Установленная мощность ГЭС и ГАЭС прирастает в пределах 50 ГВт к 2050 г. для всех рассмотренных вариантов.

Прирост производства электроэнергии максимален при введении в 2030 году налога на выбросы ПГ со ставками от 20 до 40 долл. /тCO_{2e} (V1-V3).

Прирост установленной мощности СЭС и ВЭС превышает 50 ГВт к 2050 г. только при прямом количественном ограничении выбросов (L3) или налогообложении выбросов ПГ со ставкой не ниже 40 долл./тCO_{2e} в 2030 г. (V3).

Увеличение выработки ВЭС и СЭС свыше 50 ТВт·ч достигается уже при меньших значениях ставки за выбросы (V2).

Прирост установленной мощности АЭС выше 50 ГВт достигается при введении целевого предела выбросов ПГ к 2050 г. не выше 70% отн. 2019 г. (L2, L3) или углеродного налогообложения (V1-V3, N1-N3).

Прирост выработки атомной генерации превышает 100 ТВт·ч для всех вариантов, в которых снижение совокупных выбросов ПГ к 2050 году больше 2% отн. 2019 г. максимально достигает 690 ТВт·ч к 2050 г. (L3).

Меры углеродного регулирования могут приводить как к снижению установленной мощности и выработки газовых ТЭС, так и их медленному росту. Наибольшее снижение установленной мощности газовых ТЭС составляет 44 ГВт к 2050 г. (V2, V3), что соответствует падению выработки на более чем 50% отн. 2019 года.

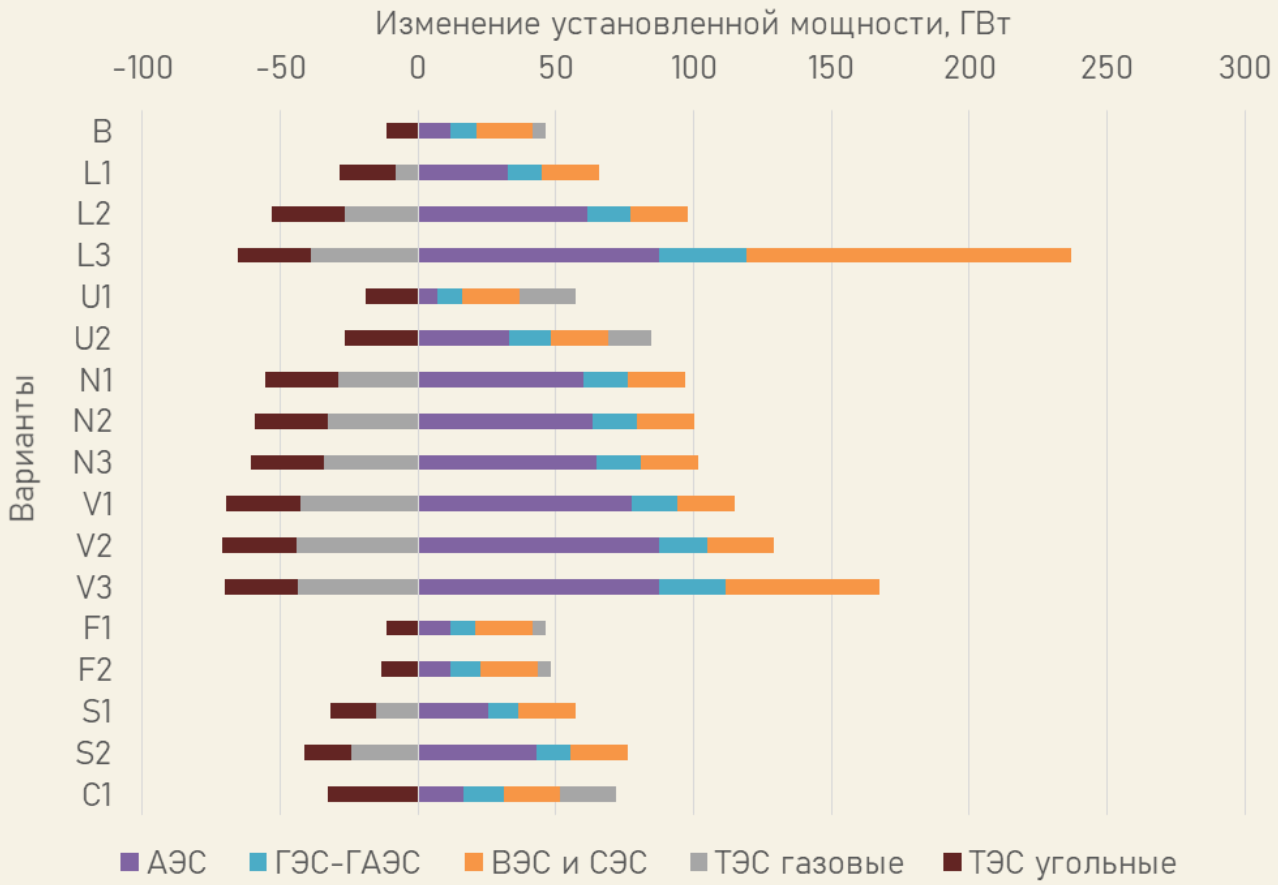
В результате административного регулирования происходит меньшее снижение установленной мощности газовых ТЭС по сравнению с углеродным налогообложением при достижении близкого по абсолютным значениям уровня выбросов ПГ к 2050 г.

Рассмотренные меры всегда приводят к снижению установленной мощности угольных ТЭС к 2050 г., но не всегда к сокращению их выработки.

Максимальное снижение установленной мощности угольных ТЭС достигается при снятии запрета на их преждевременный вывод из эксплуатации (C1) и составляет 70% отн. 2019 г.

Результаты сценарных расчётов

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



- Суммарный прирост установленной мощности электростанций ЕЭС России варьируется в пределах от 25 ГВт (вариант S1) до 172 ГВт (L3).
- При близких уровнях выбросов ПГ к 2050 году для административного регулирования характерен больший прирост суммарной установленной мощности электростанций, чем для вариантов экономического регулирования.

Выводы

01 Наименьшее воздействие на технологическую структуру установленной мощности электростанций в ЕЭС России в перспективе 2050 г. оказывают ограничение на удельный расход топлива на производство электроэнергии, зеленое финансирование, создание системы обращения сертификатов происхождения электроэнергии и преждевременный вывод из эксплуатации угольных ТЭС.

02 Наиболее сильное воздействие на структуру технологий в электроэнергетике России из рассмотренных мер оказывают прямое количественное ограничение выбросов и введение углеродного налогообложения.

03 Маловероятно, что в отдельности какая-либо из заложенных на сегодняшний день в законодательстве мер углеродного регулирования обеспечит глубину декарбонизации структуры энергетических технологий, достаточную для достижения национальных климатических целей.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Институт энергетических исследований РАН

www.eriras.ru

Анна Шигина, инженер

shigina_av@mail.ru

Андрей Хоршев, к.э.н., вед. науч. сотрудник

epos@eriras.ru

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