



Потенциальный вклад электроэнергетики в достижение цели по углеродной нейтральности: технические возможности и экономические ограничения

Веселов Федор, к.э.н.

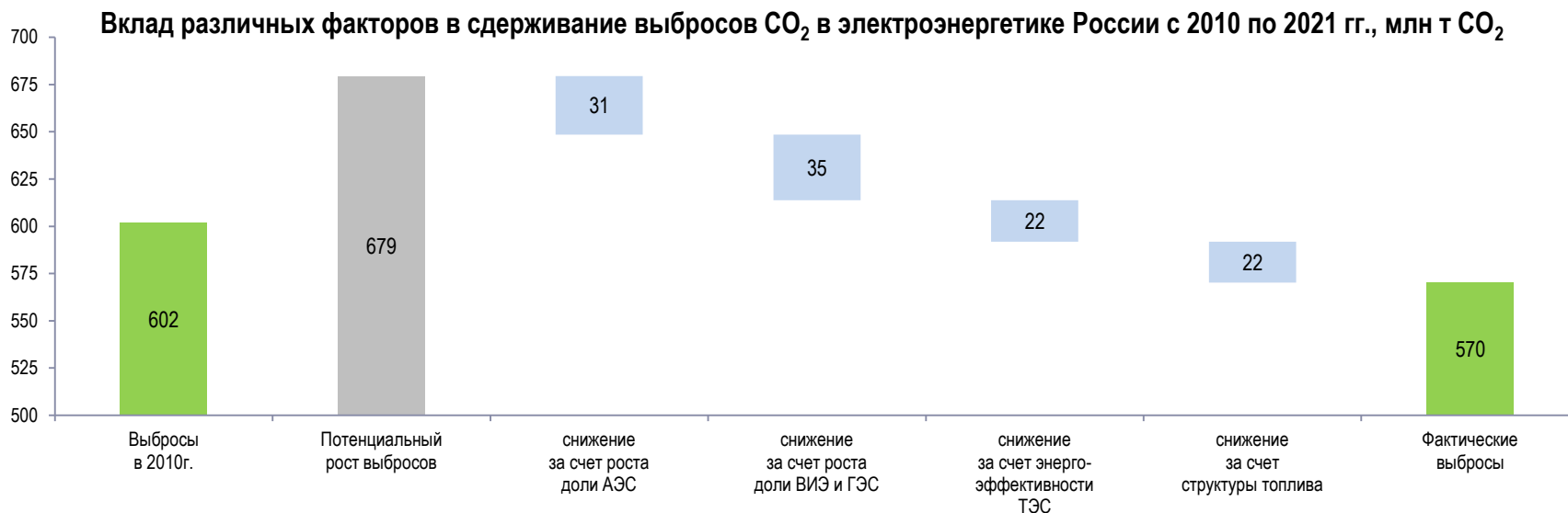
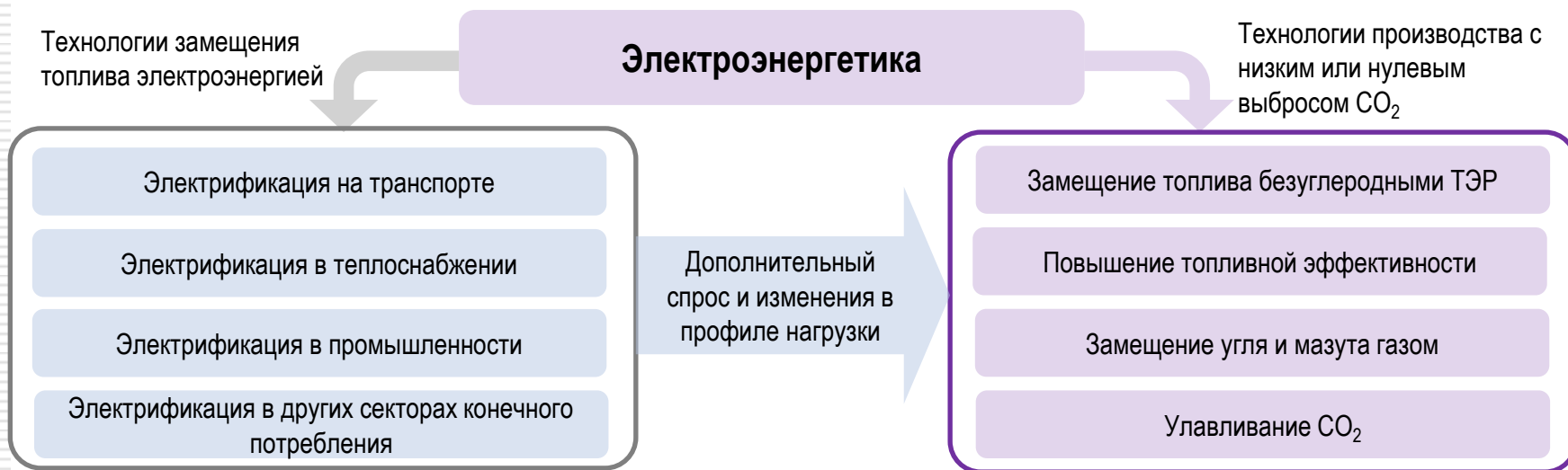
Хоршев Андрей, к.э.н., Новикова Татьяна, к.э.н., Ерохина Ирина,
Панкрушина Татьяна, Аликин Руслан, Шигина Анна

221-й Энергетический семинар А.С.Некрасова, ИНП РАН

Москва, февраль 2025 г.



Электроэнергетика – технические возможности для декарбонизации

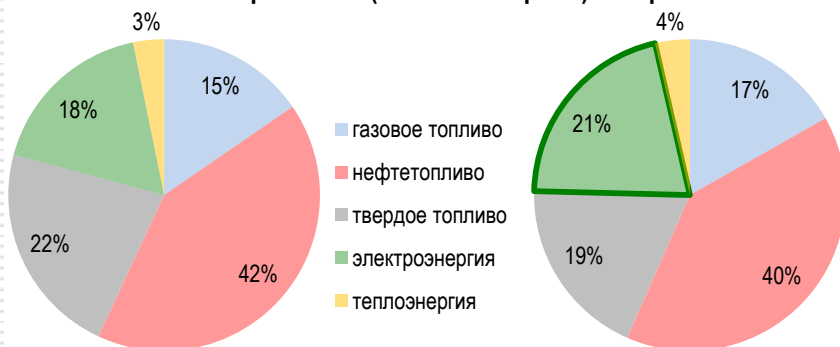


Источник: Макаров и др. (Энергетическая политика, 2, 2024)

<https://energypolicy.ru/wp-content/uploads/2024/03/ep-%E2%84%962193.pdf>

Электроэнергия в современной и будущей экономике

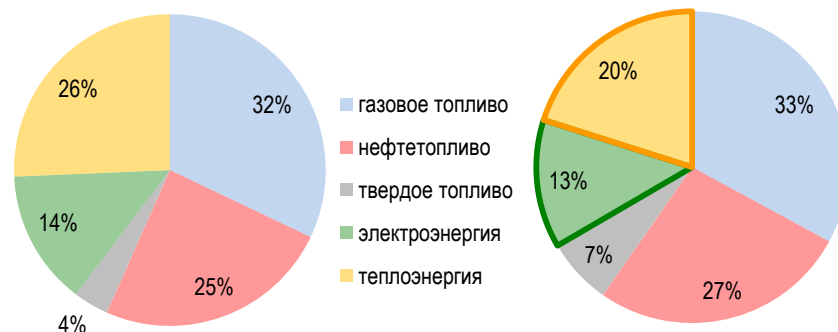
Изменение структуры расхода энергии в секторе конечного потребления (final consumption) в мире



2010 г.

2022 г.

Изменение структуры расхода энергии в секторе конечного потребления (final consumption) в России

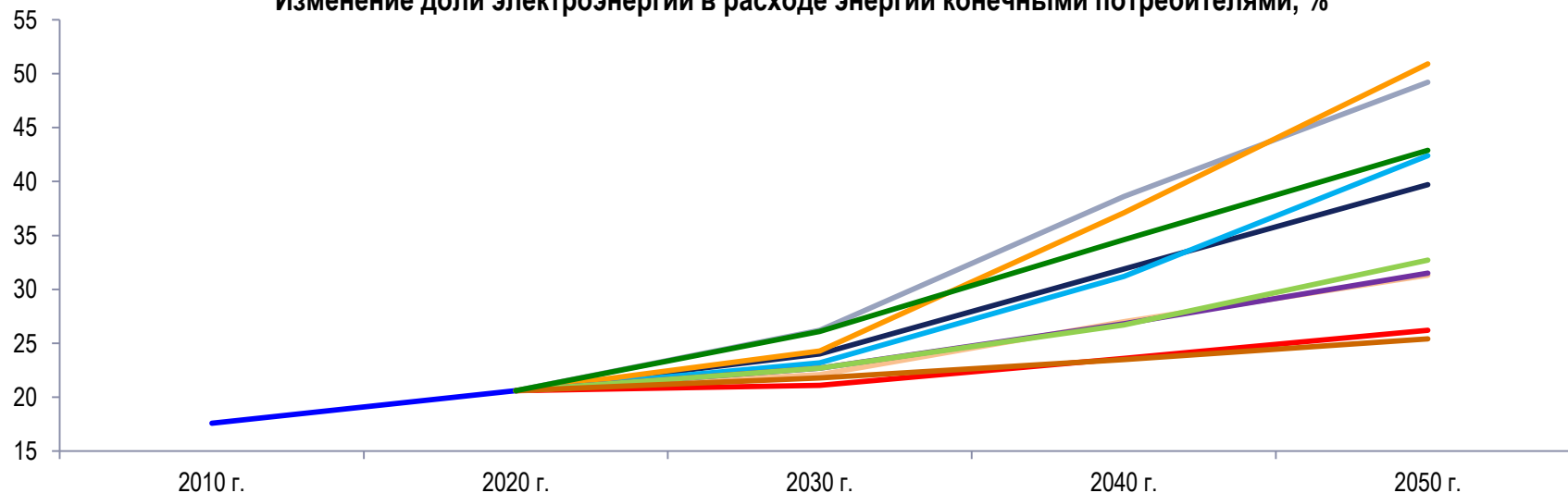


2010 г.

2022 г.

Источник: IEA statistic data

Изменение доли электроэнергии в расходе энергии конечными потребителями, %



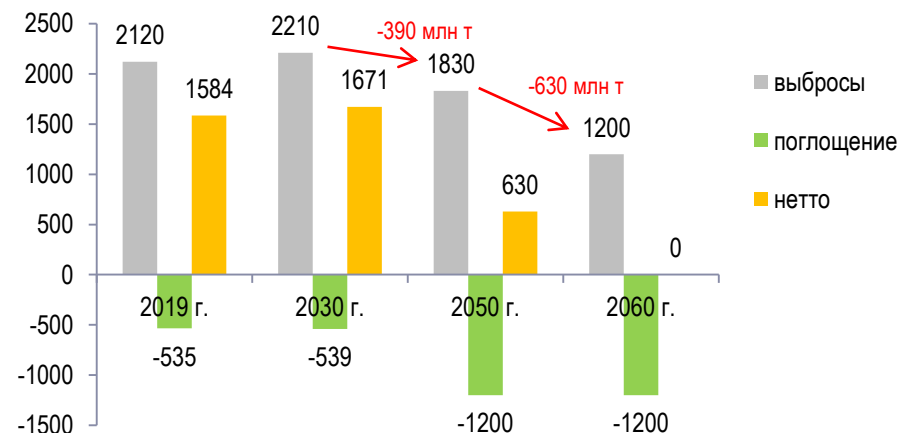
Источник: анализ ИНЭИ РАН по прогнозам IEA, BP, Shell

Углеродная нейтральность – «все» или «только» через 35 лет?

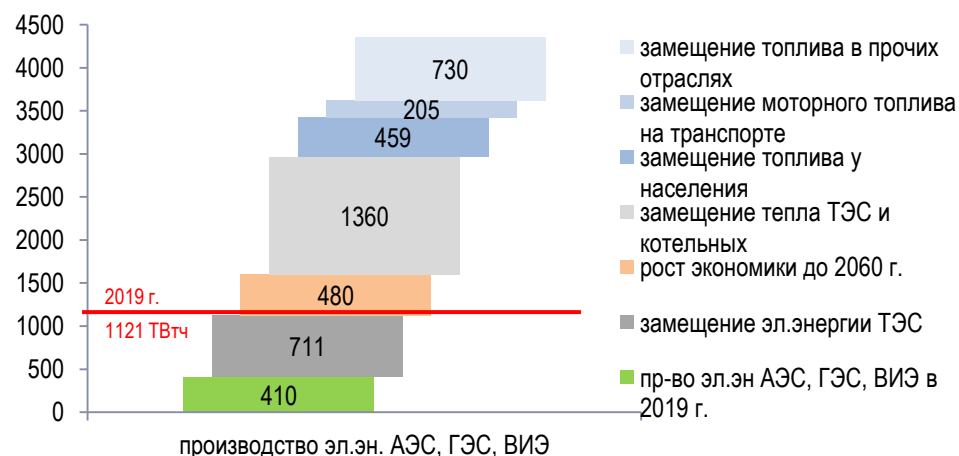
- Климатическая доктрина РФ определяет цель достижения углеродной нейтральности (УН) экономики к 2060 году
- До 2030 года годовые брутто-выбросы ПГ продолжат расти
- К 2050 году согласно СНУР брутто-выбросы ПГ должны снизиться на 390 млн т за 20 лет.
 - Это около 2/3 от отчетного объема выбросов от электростанций
- К 2060 году (за следующие 10 лет) годовые выбросы должны сократиться еще на 630 млн т, т.е. в 1,5 раза больше, чем за 2030-50 гг.
- Общее сокращение выбросов до 2060 года - 1120 млн т
 - Это в 1,9 раз выше отчетного объема выбросов от электростанций

- Даже при полной декарбонизации электроэнергетики потребуются дополнительно замещение больших объемов топлива в теплоснабжении, промышленности, на транспорте
- При замещении топлива электроэнергией, за счет тотальной электрификации объемы производства электроэнергии вырастут в 3-4 раза и должны полностью обеспечиваться безуглеродными технологиями (АЭС, ГЭС, прочие ВИЭ)
- Условия и способы достижения углеродной нейтральности должны определяться с учетом влияния на стоимость энергоснабжения. Какая декарбонизация посильна для экономики?

Динамика годовых выбросов, поглощений и нетто-эмиссии ПГ в России (до 2050 г. - интенсивный сценарий СНУР), млн т CO₂-экв.



Предельная оценка объемов безуглеродной электрогенерации в модели «электрического мира» к 2060г., млрд кВтч



Источник: Филиппов (Теплоэнергетика, 1, 2024)

<https://doi.org/10.1134/S0040601524010038>

Меры углеродного регулирования и технологический выбор в электроэнергетике



Источник: Шигина (ШМУ ИНЭИ РАН-РГУНГ, 2023)

https://www.erias.ru/files/06_shigina_opisanie_mekhanizmov_ur_pri_modelirovanii.pdf

- Электроэнергетика обладает широкими технологическими возможностями для снижения выбросов CO₂
- Углеродное регулирование также предлагает широкое поле механизмов влияния на межтопливную конкуренцию, экономическое стимулирование одних технологий и экономическую дискриминацию других (вплоть до прямых ограничений на применение)
- Баланс между уровнями декарбонизации и стоимости энергоснабжения – политическое решение, однако моделирование условий развития отрасли может дать понимание последствий и альтернатив.

Моделирование развития электроэнергетики. Адаптация инструментов

- Декарбонизация активирует дополнительные влияющие факторы и ограничения при выборе оптимальных путей развития электроэнергетики, требует адаптации модельных комплексов для исследования долгосрочных отраслевых сценариев



Конкурентоспособность технологий. Сравнительный анализ

- Сопоставление технологий по показателю удельной стоимости производства энергии позволяет провести их предварительное ранжирование и оценить граничные условия равноэффективности.
- Оценки меняются в динамике с учетом:
 - изменения показателей технологий по влиянием НТП и технологического обучения, эффект масштаба для блоков разной единичной мощности
 - изменения цен топлива, территориальных коэффициентов
 - введения и меняющихся параметров мер углеродного регулирования (углеродные платежи, льготное финансирование и проч.)

$$LCOE_i = \frac{\sum_t (CAPEX_{i,t} + Fuel_{i,t} + VarOM_{i,t} + FixedOM_{i,t} + Carbon_{i,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}{\sum_t (Electr_{i,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}$$

Однопродуктовые электростанции (КЭС, АЭС, ГЭС, ВЭС, СЭС)

$$LCOH_i = \frac{\sum_t (CAPEX_{i,t} + Fuel_{i,t} + VarOM_{i,t} + FixedOM_{i,t} + Carbon_{i,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}{\sum_t (Heat_{i,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}$$

Котельные (топливные, атомные, электро)

$$LCOQ_i = \frac{\sum_t (CAPEX_{i,t} + Fuel_{i,t} + VarOM_{i,t} + FixedOM_{i,t} + Carbon_{i,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}{\sum_t (Electr_{i,t} + Heat_{i,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}$$

Двухпродуктовые электростанции (ТЭЦ), комбинированная схема энергоснабжения

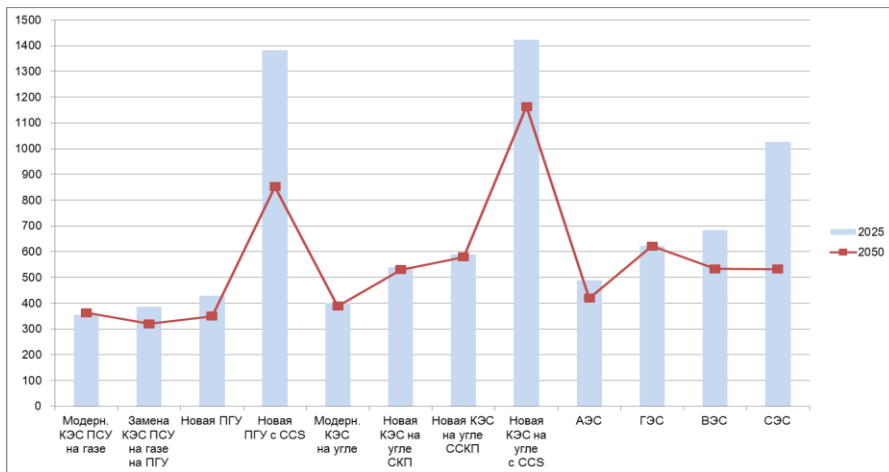
$$LCOQ = \frac{\sum_t (LCOE_j \cdot Electr_{j,t} + LCOH_k \cdot Heat_{k,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}{\sum_t (Electr_{j,t} + Heat_{k,t}) \cdot (1 + d)^{-t}}$$

Однопродуктовая электростанция + котельная, раздельная схема энергоснабжения

Источник: Веселов и др. (Известия РАН. Энергетика, №1, 2021)
https://www.elibrary.ru/download/elibrary_44674770_81782967.pdf

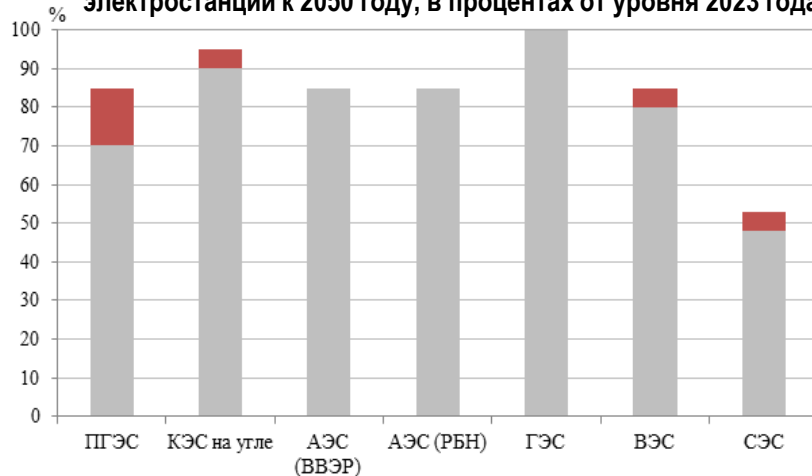
Конкурентоспособность технологий. Влияние НТП и технологического обучения

Сопоставление технологий производства электроэнергии (однопродуктовые электростанции) по показателю LCOE, коп. 1 кв. 2023 г./кВт·ч



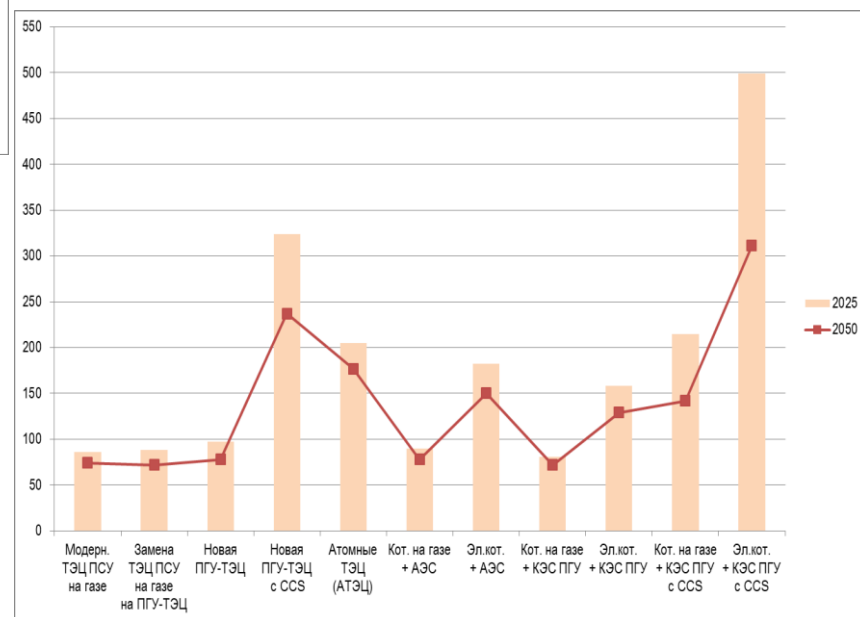
Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Изменение удельных капиталовложений для основных типов электростанций к 2050 году, в процентах от уровня 2023 года



Источник: оценки ИНЭИ РАН

Сопоставление технологий комбинированного производства электроэнергии и тепла, конкурирующих с газовыми ТЭЦ, по показателю LCOQ, коп. 1 кв. 2023 г./кДж



Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Конкурентоспособность технологий. Влияние углеродных платежей на «технологическое переключение»

Параметры углеродного регулирования в электроэнергетике и теплоснабжении могут сравниваться с минимальной ставкой углеродных платежей, при которой менее углеродинтенсивная технология становится равноэффективной с замещаемой, более углеродинтенсивной

$$\text{CarbonAvoidedCost} = \frac{\text{LevelizedCost}(1) - \text{LevelizedCost}(2)}{\text{CO}_2\text{Emiss}(2) - \text{CO}_2\text{Emiss}(1)}$$

Плата за выбросы CO₂, обеспечивающая переключения в рамках межтопливной или технологической конкуренции для газовых и угольных КЭС, долл./т CO₂

замещающая (альтернативная) технология \ замещаемая технология	модернизация паротурб. КЭС на газе	замена паротурб. КЭС на газе на ПГУ	новая ПГУ	модернизация КЭС на угле	новая КЭС на угле СКП
замена паротурб. КЭС на газе на ПГУ	-12				
новая ПГУ	45			7	-38
новая ПГУ с CCS	299	392	375	147	154
новая КЭС на угле СКП				118	125
новая КЭС на угле с CCS				163	174
АЭС	25	35	20	12	-9
ГЭС			66	31	14
ВЭС	79	103	88	40	26
СЭС	172	221	206	89	83

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

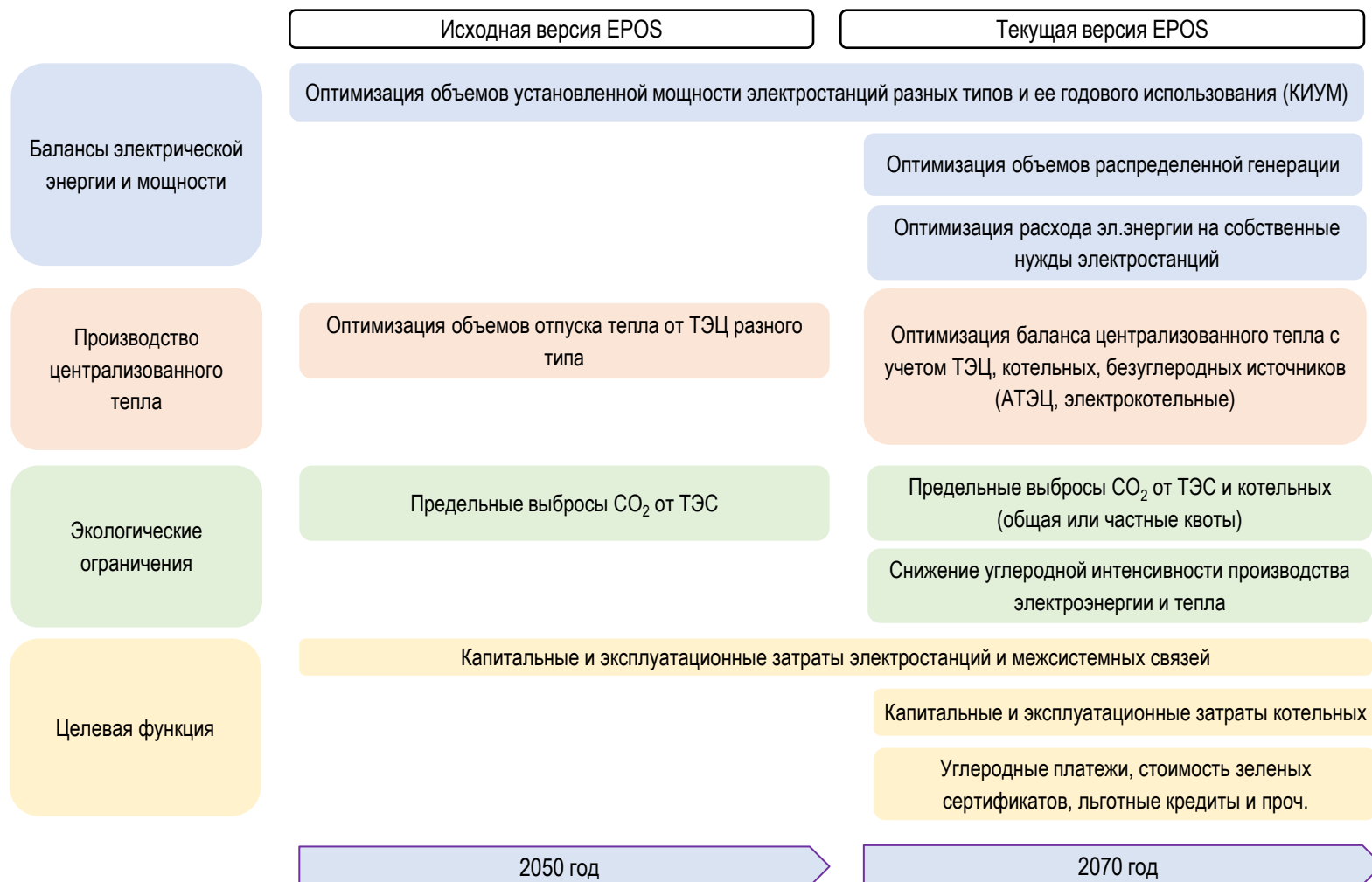
Плата за выбросы CO₂, обеспечивающая переключения в рамках межтопливной или технологической конкуренции для газовых и угольных ТЭЦ

замещающая (альтернативная) технология \ замещаемая технология	модернизация паротурб. ТЭЦ на газе	замена паротурб. ТЭЦ на газе на ПГУ-ТЭЦ	новая ПГУ-ТЭЦ	модернизация ТЭЦ на угле	новая ТЭЦ на угле
замена ТЭЦ ПТ на газе на ПГУ-ТЭЦ	11				
новая ПГУ-ТЭЦ	53			55	29
котельные на газе + КЭС ПГУ				-4	-45
котельные на газе + КЭС ПГУ с CCS	341	742	692	119	102
котельные на газе + АЭС	10	8	-31	4	-21
котельные на газе + ГЭС	51	89	50	21	-3
котельные на угле + КЭС ПГУ				17	-89
котельные на угле + КЭС ПГУ с CCS				210	194
котельные на угле + АЭС				19	-21
котельные на угле + ГЭС				46	9
электрокотельные + КЭС ПГУ	769			188	174
электрокотельные + КЭС ПГУ с CCS	725	1135	1111	484	493
электрокотельные + АЭС	152	220	200	123	113
электрокотельные + ГЭС			308	173	165
атомные ТЭЦ	187	273	253	142	132

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Моделирование изменений в производственной структуре.

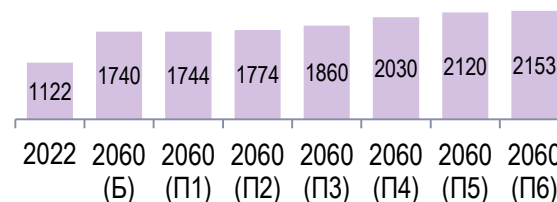
- Ключевым инструментом исследования способов и последствий трансформации производственной структуры является модель развития электроэнергетики и теплоснабжения EPOS



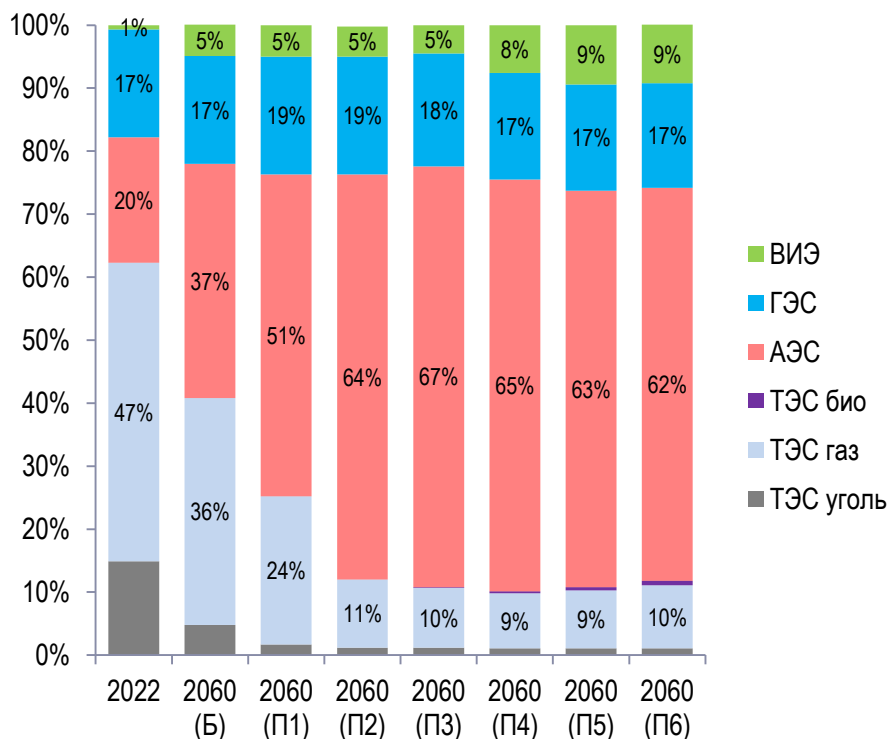
Изменение производственной структуры под влиянием углеродных платежей

Сценарии ставок углеродных платежей, долл/т CO ₂	Базовый (Б)	П1	П2	П3	П4	П5	П6
2030	0	25	25	25	38	50	75
2050	0	25	50	100	150	200	250
2060	0	25	67,5	125	200	275	325

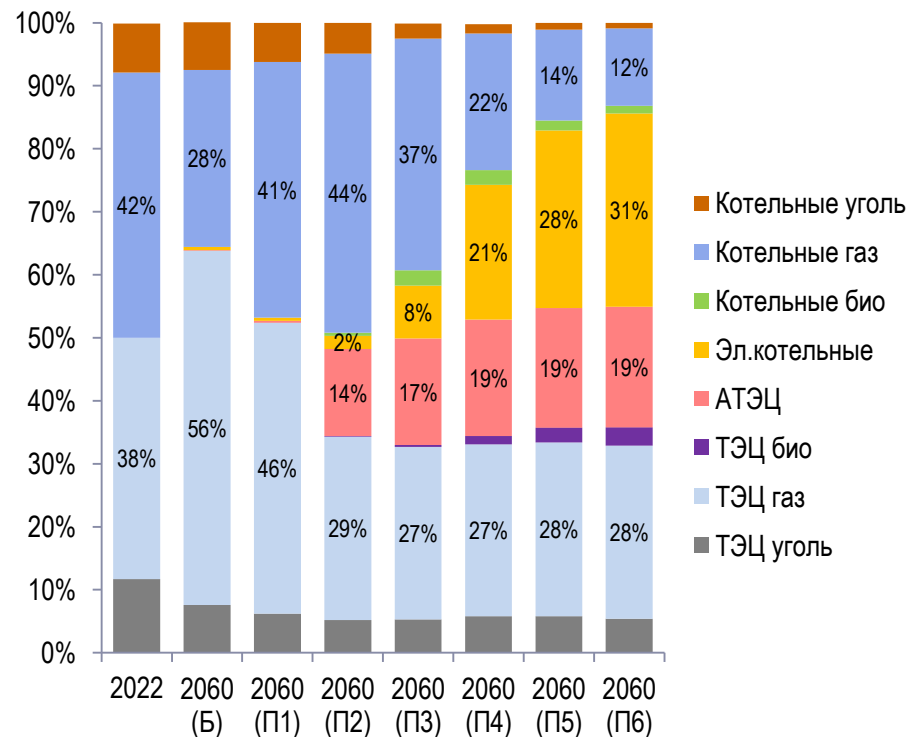
Объем производства электроэнергии (ЕЭС России), ТВтч



Структура производства электроэнергии (ЕЭС России)

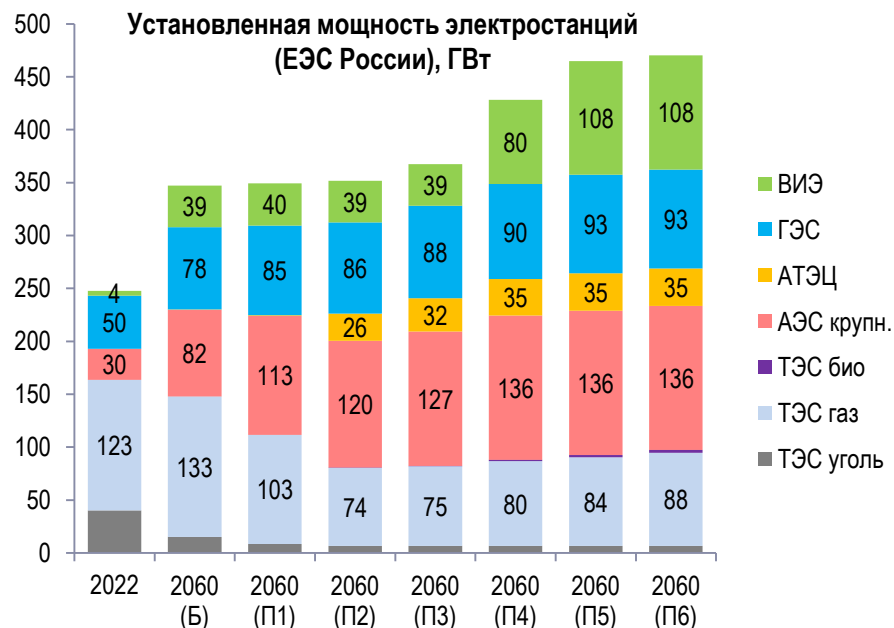


Структура производства централизованного тепла



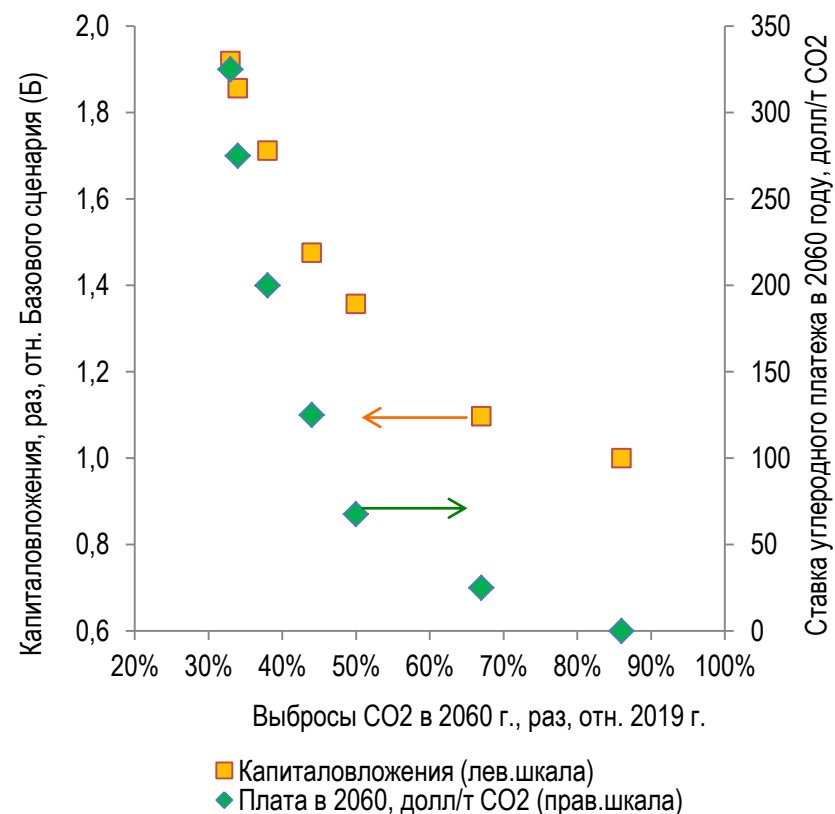
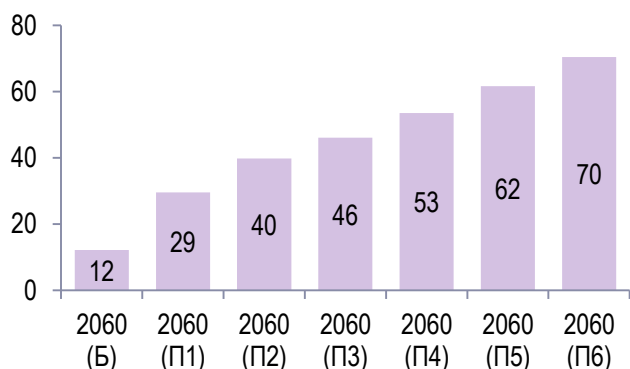
Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Изменение производственной структуры под влиянием углеродных платежей



- Углеродные платежи оказывают сильное влияние на межтопливную конкуренцию технологий электро- и теплогенерации
- Интеграция в баланс все больших объемов безуглеродных источников потребует наращивания объемов сетевого строительства
- Экономическим следствием является нелинейный рост капитальных и суммарных затрат на энергоснабжение

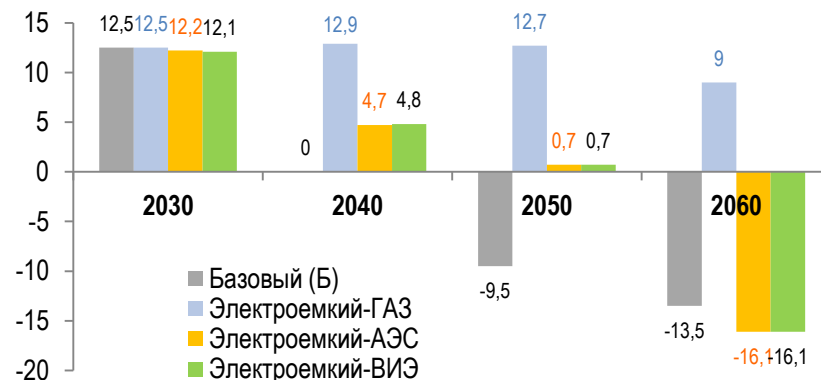
Прирост пропускной способности межсистемных ЛЭП, ГВт



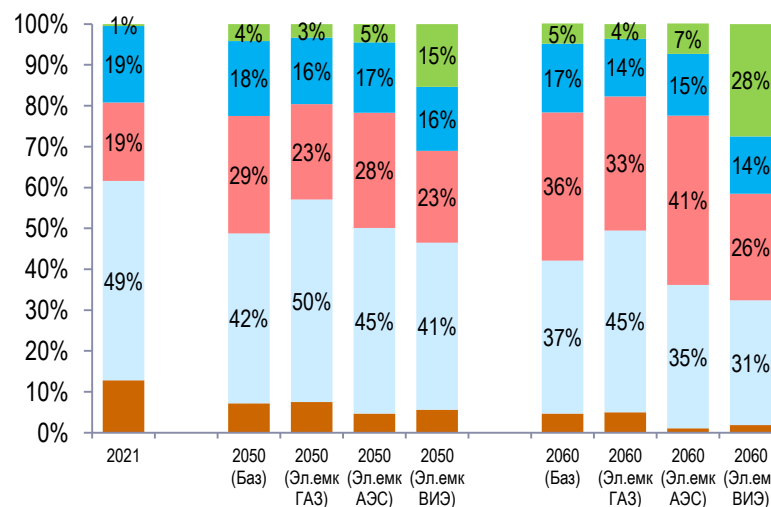
Возможности декарбонизации отрасли в условиях «новой электрификации»

- Базовый сценарий без мер углеродного регулирования обеспечивает снижение выбросов от ТЭС и котельных за счет оптимальных структурных изменений на 10% к 2050 г. и 14% к 2060 г. (отн. 2019 г.)
- При активном замещении топлива электроэнергией в секторе конечного потребления дополнительное производство (на 30% отн. базового сценария) наиболее эффективно обеспечивается за счет газа, при определенном вкладе АЭС и ГЭС
- Но декарбонизация в секторе КП компенсируется сохранением высоких выбросов от ТЭС и котельных (+9% отн. 2019 г. в 2060 г.)
- Одновременная «новая электрификация» экономики и декарбонизация электрогенерации может быть реализована разными технологическими стратегиями (например, с приоритетом АЭС или ВИЭ)

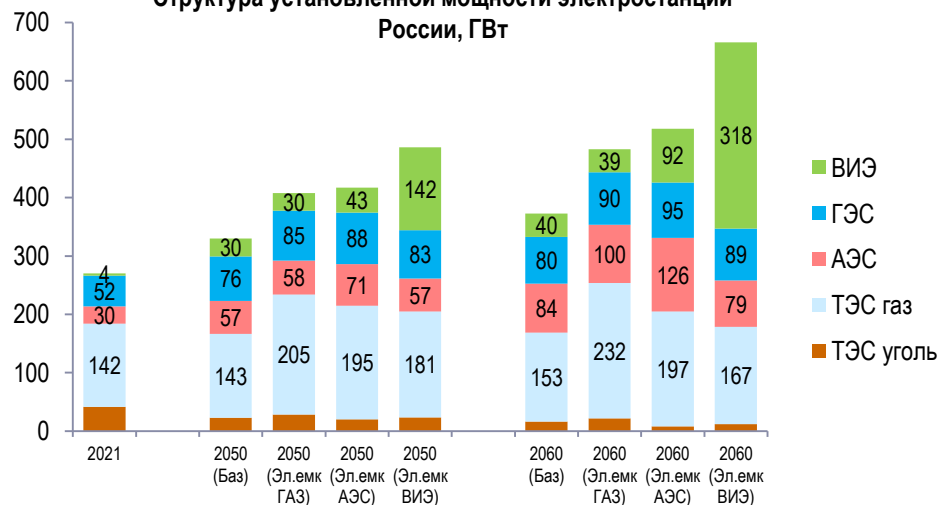
Изменение годовых выбросов CO₂ от ТЭС и котельных (относительно 2019 г.)



Структура производства электроэнергии в России, %

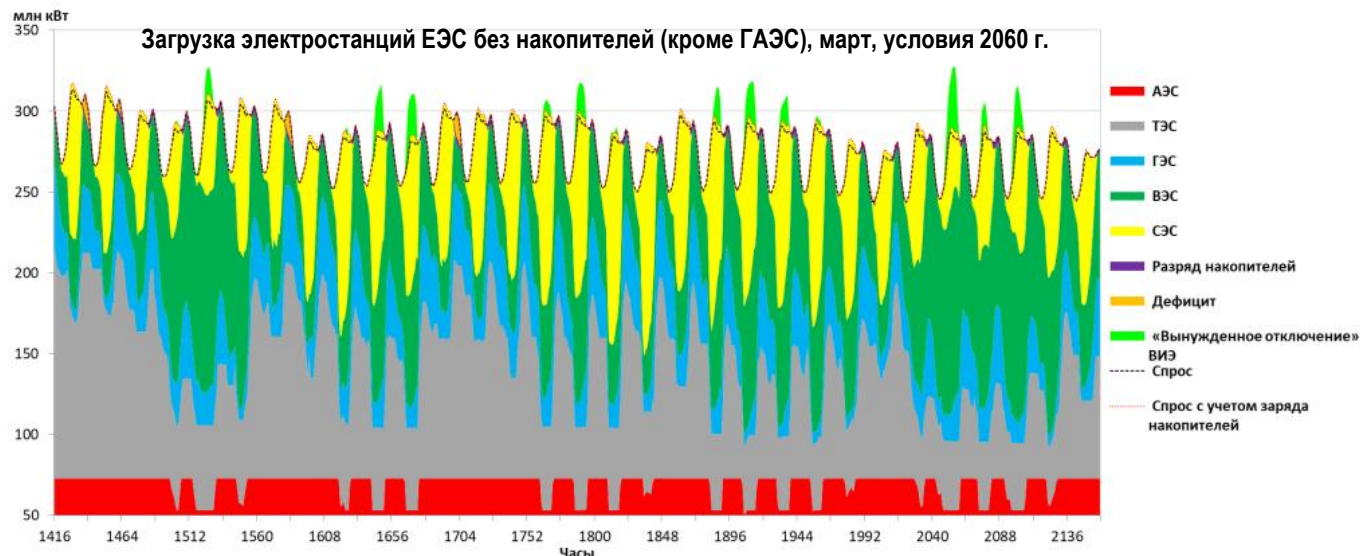


Структура установленной мощности электростанций России, ГВт

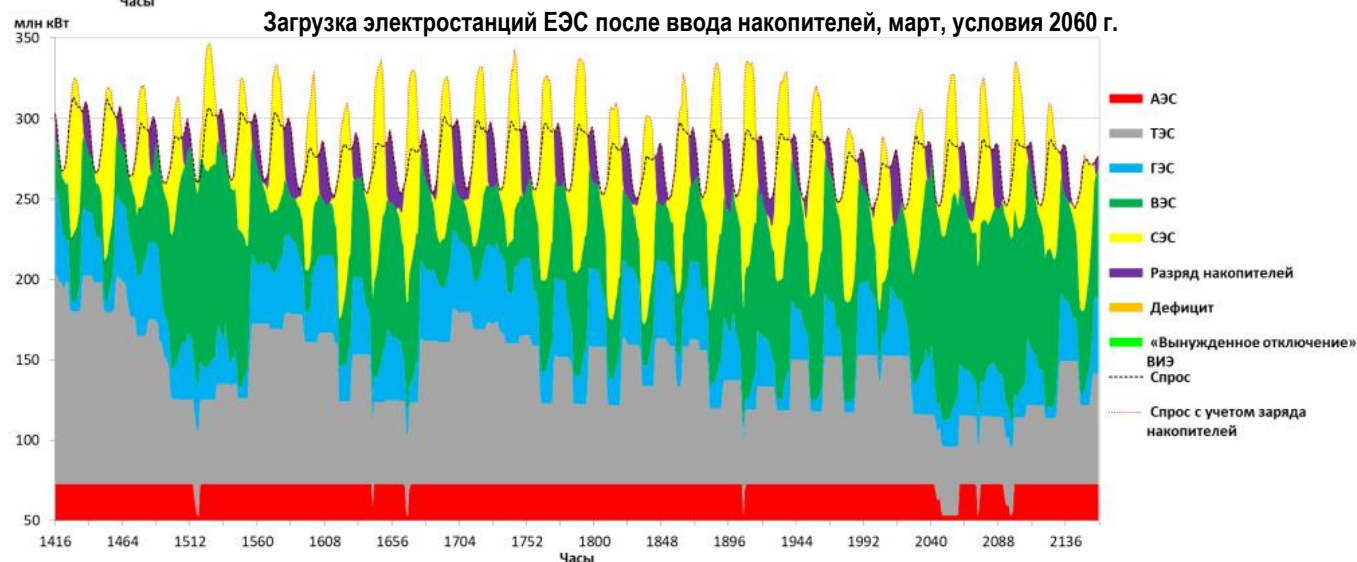


Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Оценка ресурсов «гибкости» энергосистемы при балансировании с высокой долей безуглеродных источников

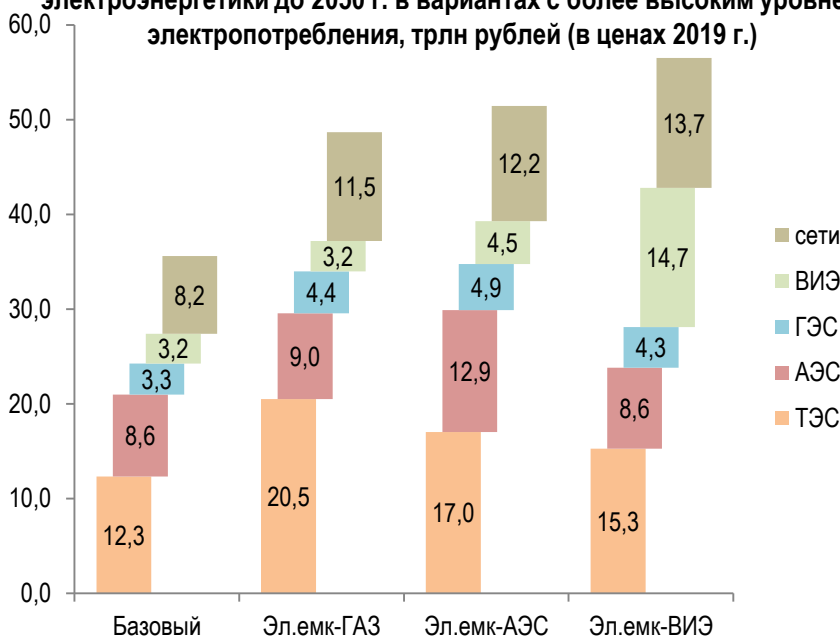


Увеличение доли безуглеродной электрогенерации, особенно, ВИЭ, требует анализа системных эффектов не только в части резервирования, но и в части достаточности ресурсов для внутрисуточного балансирования нагрузки и производства. Модель внутригодовой оптимизации (МОССО) почасовых балансов позволяет оценить дополнительные потребности в пиковых или аккумулирующих мощностях.



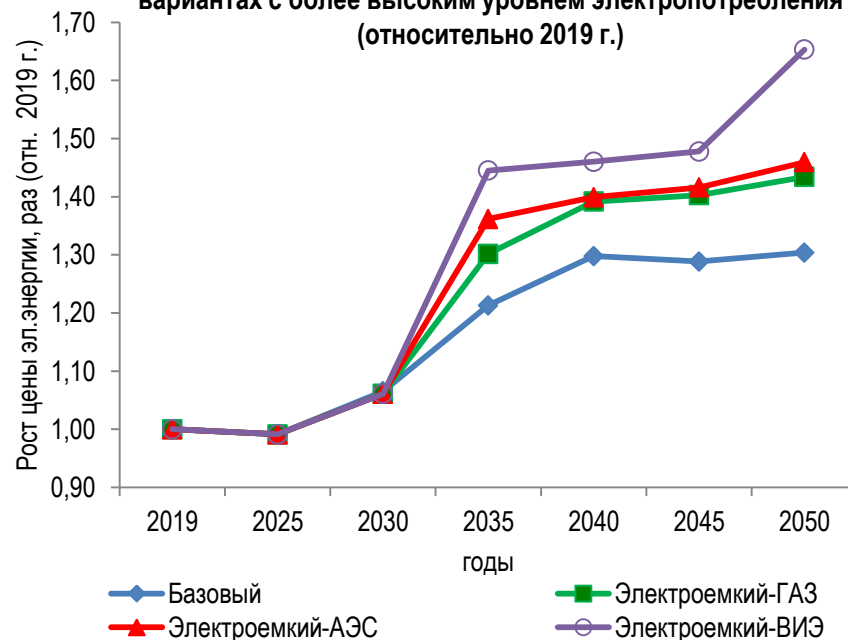
Последствия декарбонизации отрасли в условиях «новой электрификации»

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики до 2050 г. в вариантах с более высоким уровнем электропотребления, трлн рублей (в ценах 2019 г.)



Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Изменение среднеотпускных цен электроэнергии в вариантах с более высоким уровнем электропотребления (относительно 2019 г.)



Источник: расчеты ИНЭИ РАН

- Увеличение к 2060 году объемов производства электроэнергии на 30% потребует роста капиталовложений почти на 40%. Рост инвестиций вместе с увеличением топливных затрат из-за интенсивного развития газовой электрогенерации потребуют роста цены электроэнергии (в реальном выражении) на 40% уже к 2040 году
- Дополнительный фактор декарбонизации при более высоком объеме производства потребует роста капиталовложений от 2% (стратегия с АЭС) до 14% (стратегия с ВИЭ). В стратегии с АЭС рост капиталоемкости незначительно скажется на дополнительном увеличении цены электроэнергии из-за снижения топливных затрат. Более высокие капиталовложения при меньшей экономии топливных затрат будут сильнее, увеличивать цену при выборе стратегии с ВИЭ
- Дополнительный рост цен электроэнергии будет снижать эффективные объемы электрификации (или увеличивать субсидии на ее продолжение)

Итоговые выводы

- Электроэнергетика играет уникальную (системную) роль в стратегиях декарбонизации экономики за счет (1) создания ресурса для замещения топлива электроэнергией в других секторах экономики и (2) собственных технологических возможностей замещения топлива безуглеродными ТЭР или улавливания CO_2 при сжигании топлива. Последний фактор уже обеспечивает существенное сдерживание эмиссии CO_2 .
- Декарбонизация активизирует дополнительные влияющие факторы и ограничения при выборе оптимальных путей развития электроэнергетики (разнообразие мер углеродного регулирования, расширение технологического поля, рост значимости системных эффектов). Это требует адаптации и развития модельных комплексов для разработки долгосрочных отраслевых и межотраслевых прогнозов на более длинных временных горизонтах.
- В отсутствие отраслевых целей по декарбонизации и углеродного регулирования экономически рациональное изменение структуры производства приведет к снижению выбросов CO_2 от электростанций и котельных к 2050-60 гг. на 10-15%
- Среди мер сдерживания выбросов ПГ углеродные платежи оказывают сильное влияние на межтопливную конкуренцию технологий электро- и теплогенерации. К 2060 году в секторе технически достижимо сокращение выбросов до 50-70% к 2060 году при нелинейной возгонке капитальных и суммарных затрат на энергоснабжение.
- Форсированный рост электропотребления (в 2 раза к 2060 году) для обеспечения «новой электрификации» также потребует более интенсивных инвестиций и более высокого роста цены для потребителей. Это будет угнетать дополнительный рост спроса на электроэнергию.
- Дополнительное производство электроэнергии на газе дает наименьшую дополнительную инвестиционную и ценовую нагрузку, но сохраняет высоким уровень выбросов CO_2 , снижая эффект от замещения топлива электроэнергией в других секторах
- Одновременная «новая электрификация» экономики и декарбонизация электрогенерации может быть реализована разными технологическими стратегиями (например, с приоритетом АЭС или ВИЭ). В последнем случае ценовая нагрузка максимальна с учетом затрат, связанных системными эффектами резервирования и обеспечения гибкости.

Институт энергетических исследований РАН

www.eriras.ru

info@eriras.ru, erifedor@mail.ru

Исследования выполнены при поддержке:

- *гранта РНФ (проект № 21-79-30013)*
- *гранта в форме субсидий из федерального бюджета на выполнение научных исследований и работ в рамках реализации инновационного проекта «Единая национальная система мониторинга климатически активных веществ».*

Спасибо за внимание!