



ИПЕМ

Институт проблем
естественных монополий

Декарбонизация электроэнергетики России: оценка необходимых инвестиций

Институт проблем естественных монополий
Исследование



Декабрь 2021



Актуальность вопроса

- В последнее время озвучиваются всё более амбициозные цели по декарбонизации российской экономики в целом и электроэнергетики в частности.
 - -14% брутто-выбросов к 2050 (СНУР Минэкономразвития)
 - 57% безуглеродной генерации в выработке к 2050 (Минэнерго России на COP26)
 - Net zero 2060 (В. Путин)
- Безуглеродная генерация требует значительных инвестиций.
- Сколько инвестиций потребуется для декарбонизации российской электроэнергетики?



Методика расчётов (1)

Общие предпосылки

- Цель – оценить **объём инвестиций** в строительство генерации в 2022–2049 гг.
- **Потребность в электроэнергии** – 1,32 трлн кВтч (2050 г.). Оценка по прогнозу СиПР с последующей экстраполяцией и снижением темпов прироста до 0,3% в год.
- Учитываются текущие планы развития генерации:
 - КОММод,
 - ДПМ ВИЭ-2,
 - ПКМ Русгидро и других гидрогенерирующих компаний
 - продление сроков и замещение блоков АЭС,
 - дальневосточные ТЭС,
 - прочие планы, заложенные в СиПР ЕЭС и т. д.
- Учитываются перспективные вводы генерации для компенсации вывода из эксплуатации устаревших мощностей.

Вариант 1

(инерционный, высокоуглеродный,
business as usual)

- Крупные блоки АЭС вводятся только под замену выводимых.
- Вводится 4,2 ГВт новых крупных ГЭС и ЗаГАЭС-2
- За пределами 2034 г. вводится по 250 МВт СЭС и 500 МВт ВЭС в год.
- Дефицит генерации покрывается новыми блоками ТЭС (при КИУМ 60%).
- В пределах ЕСГ новая тепловая генерация представлена только ПГУ.

Вариант 2

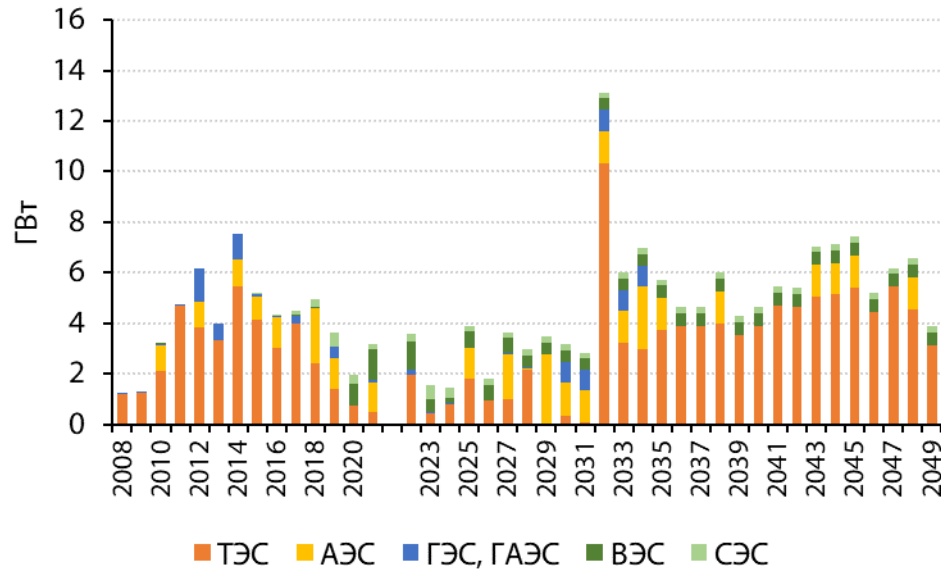
(низкоуглеродный)

- В тепловой генерации сохраняются только ТЭЦ. КЭС полностью выводятся из эксплуатации.
- В пределах ЕСГ новая тепловая генерация представлена только ПГУ.
- Дефицит генерации покрывается АЭС, ГЭС и ВИЭ в равных долях (по выработке). Дополнительно вводится 5 ГВт ГАЭС.
- Соотношение между новыми ВЭС и СЭС по выработке – 1:3



Сравнение вариантов: объём вводов

Инерционный вариант

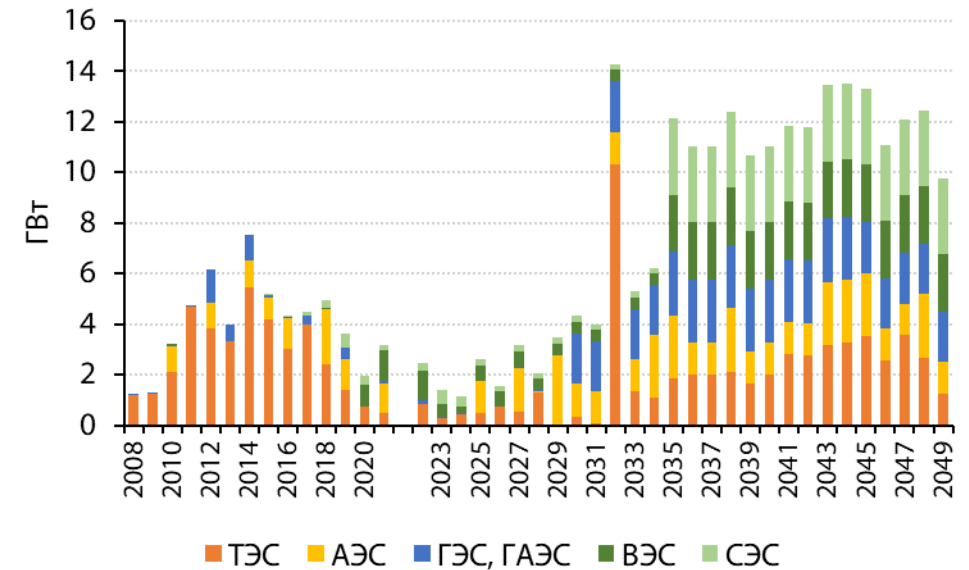


Вводы мощностей
(2008–2021 – факт, с 2022 прогноз)

5 ГВт вводов в год (из них 2/3 – ТЭС)

+ модернизация/продление ТЭС, АЭС, ГЭС (не указаны на графике с вводами, но учтены в инвестициях)

Низкоуглеродный вариант



Вводы мощностей
(2008–2021 – факт, с 2022 прогноз)

8 ГВт вводов в год

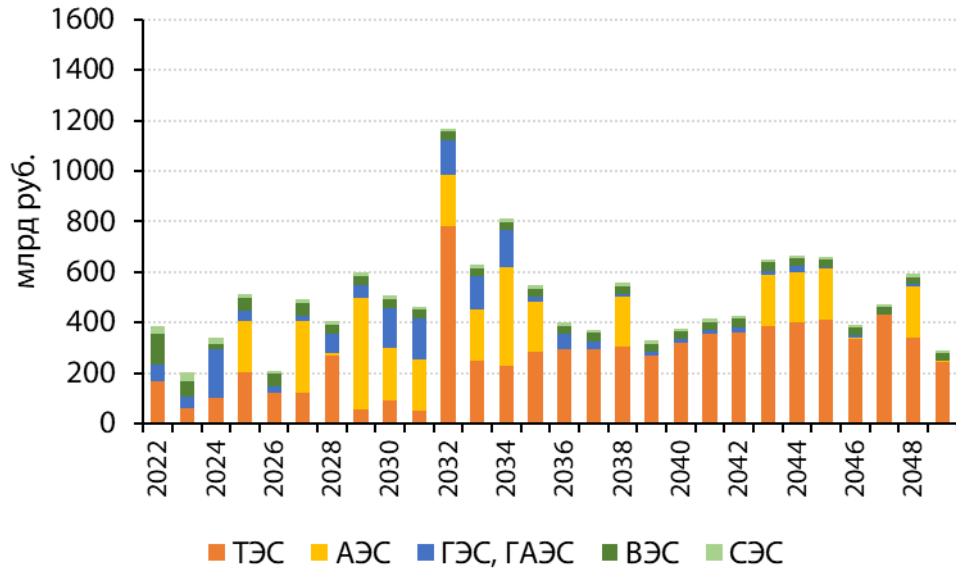
(из них 3/4 – безуглеродная генерация)

+ модернизация/продление ТЭС, АЭС, ГЭС (не указаны на графике с вводами, но учтены в инвестициях)



Сравнение вариантов: объём инвестиций

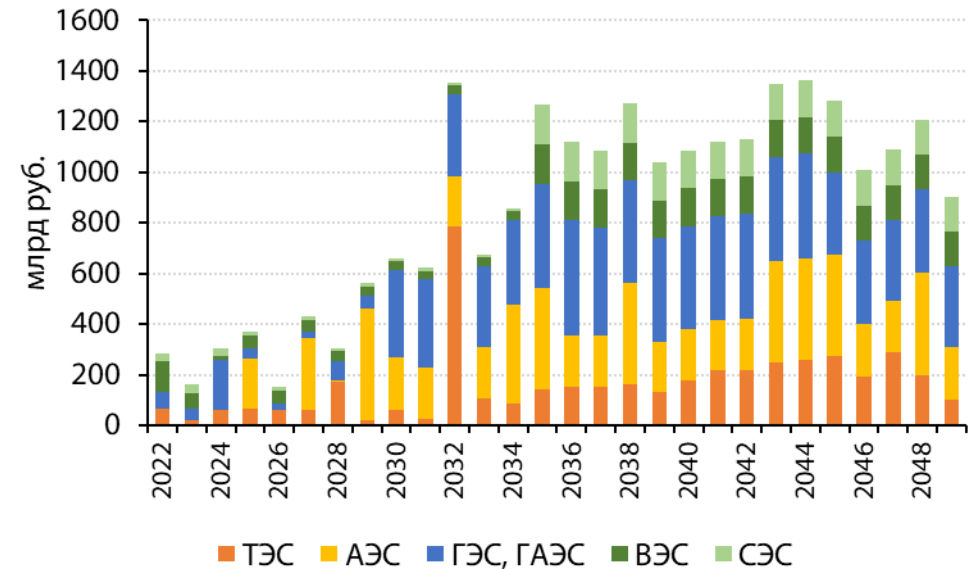
Инерционный вариант



Инвестиции в генерацию
(прогноз)

≈ 14 трлн руб. (500 млрд руб. в год)

Низкоуглеродный вариант



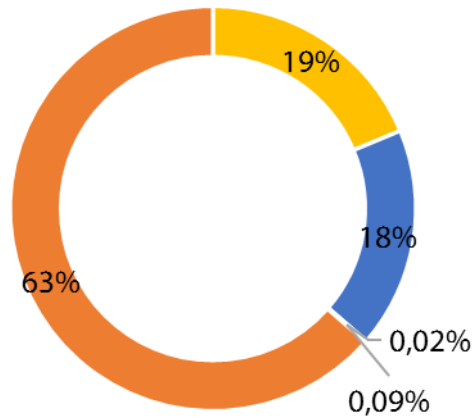
Инвестиции в генерацию
(прогноз)

≈ 24 трлн руб. (860 млрд руб. в год)



Сравнение вариантов: структура выработки и выбросы ПГ

Базовый уровень

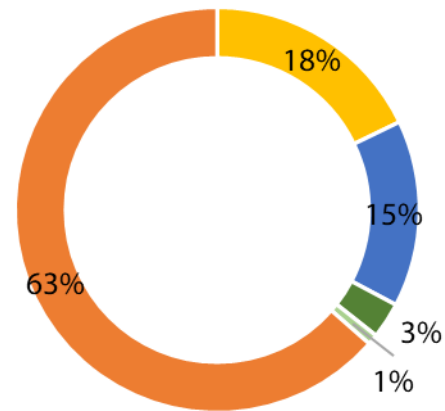


■ АЭС ■ ГЭС ■ ВЭС ■ СЭС ■ ТЭС

Структура выработки э/э
(2019 г., оценка ИПЕМ по
данным Росстата и
Минприроды)

Объём выбросов ПГ ≈ 401 млн т CO₂
Удельные выбросы ПГ ≈ 384 г CO₂/кВт·ч

Инерционный вариант



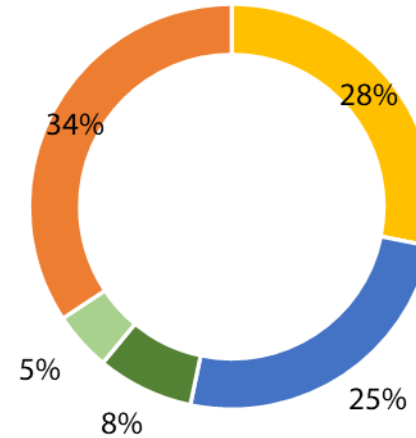
■ АЭС ■ ГЭС ■ ВЭС ■ СЭС ■ ТЭС

Структура выработки э/э
(2050 г.)

Объём выбросов ПГ ≈ 400 млн т CO₂
(-1% к уровню 2019 г.)

Удельные выбросы ПГ ≈ 320 г CO₂/кВт·ч
(-16% к уровню 2019 г.)

Низкоуглеродный вариант



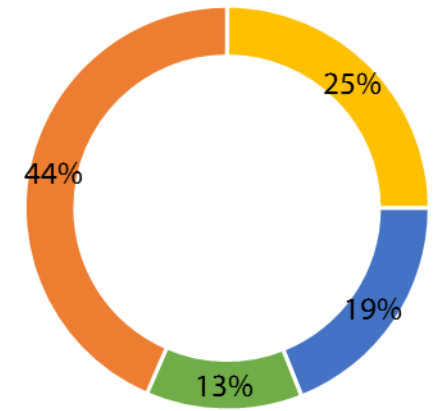
■ АЭС ■ ГЭС ■ ВЭС ■ СЭС ■ ТЭС

Структура выработки э/э
(2050 г.)

Объём выбросов ПГ ≈ 215 млн т CO₂
(-47% к уровню 2019 г.)

Удельные выбросы ПГ ≈ 170 г CO₂/кВт·ч
(-55% к уровню 2019 г.)

Минэнерго (COP26)



■ АЭС ■ ГЭС ■ ВИЭ ■ ТЭС

Расчёты ИПЕМ
оказались
близки к
планам
Минэнерго



Выводы

- 1. Рассмотренный низкоуглеродный сценарий обеспечит неполный энергопереход** в электроэнергетике к 2050 г. (снижение абсолютных выбросов \approx в 2 раза).
2. Это позволит достигнуть цели СНУР-2050 (-14% к брутто-выбросам по экономике) и Минэнерго (57% безуглеродной генерации).
- 3. Но позволит ли это достигнуть net zero 2060?** В рамках модели к 2050 г. сохранится значительный сектор ТЭЦ (34% выработки э/э). Сможет ли поглощающая способность лесов покрыть выбросы ТЭЦ, котельных и промышленности?
4. Даже такой неполный энергопереход потребует дополнительных инвестиций в **10 трлн руб. (360 млрд руб. в год)** в текущих ценах, т. е. роста инвестиционной нагрузки на 73% по сравнению со сценарием «business as usual».
5. Дополнительные факторы стоимости энергоперехода (см. рис.).





ИПЕМ

Россия, 125009, Москва, ул. Тверская, дом 22/2, корп. 1, БЦ «Чайка Плаза»
Тел.: +7 495 690-14- 26 / www.ipem.ru

Декабрь 2021

