

# Анализ рыночных механизмов поддержки технологического обновления тепловой генерации

Веселов Федор, к.э.н., зав. отделом ИНЭИ РАН

Соляник Андрей, к.э.н., м.н.с. ИНЭИ РАН

Международная энергетическая конференция, ИНП РАН

Москва, ноябрь 2017



## Реформирование энергетического рынка РФ: результаты и направления дальнейшего реформирования

### Ключевые результаты:

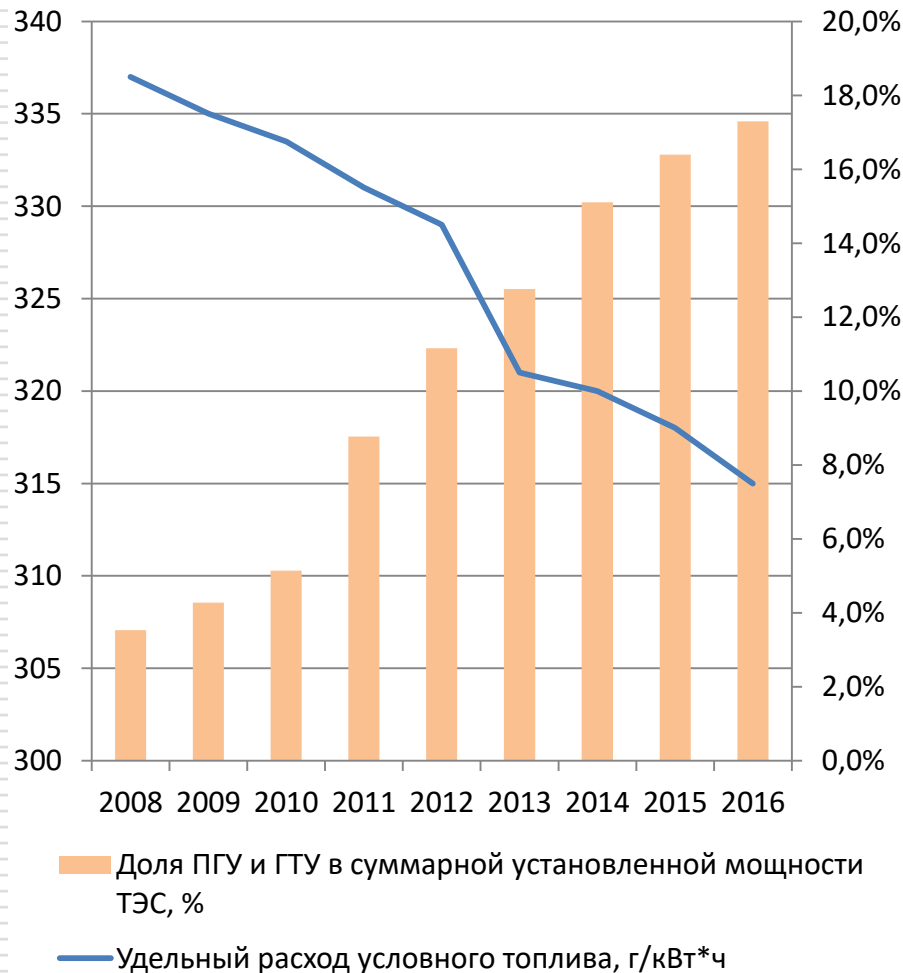
- ✓ Проведена реструктуризация отрасли, сформирован ряд самостоятельных генерирующих компаний
- ✓ Функционирует конкурентный рынок электроэнергии – РСВ, БР
- ✓ Запущен долгосрочный рынок мощности
- ✓ Введено в эксплуатацию около 38 ГВт новой мощности на базе современных технологий по тарифному механизму ДПМ

### Проблемы:

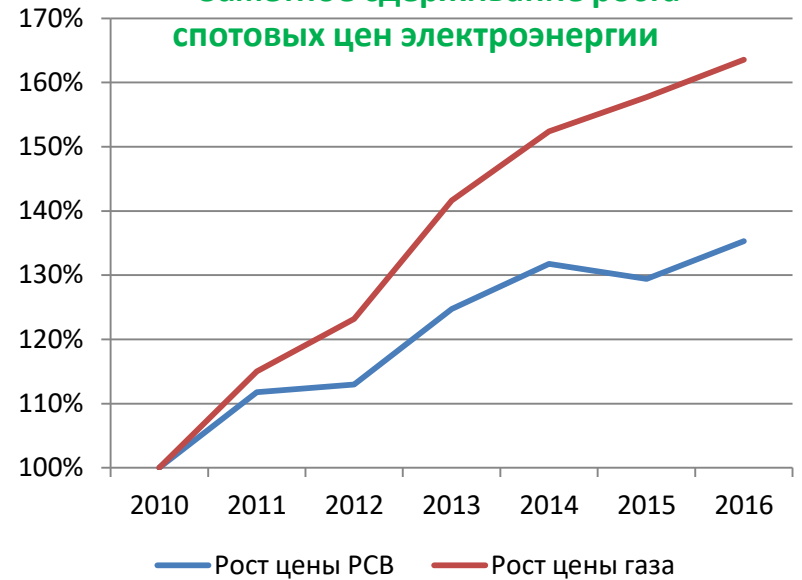
- Слабая конкуренция между генкомпаниями в большинстве зон энергорынка
- Потребители практически не участвуют в работе энергорынка
- Существенный рост ценовой нагрузки на потребителей
- Действующие механизмы инвестирования не адаптивны к изменению балансовой ситуации
- Отсутствуют конкурентные механизмы инвестирования в модернизацию генерирующих мощностей

# ДПМ: плюсы и минусы

**+ Заметное повышение энергоэффективности отрасли за счет технологического обновления**



**+ Заметное сдерживание роста спотовых цен электроэнергии**

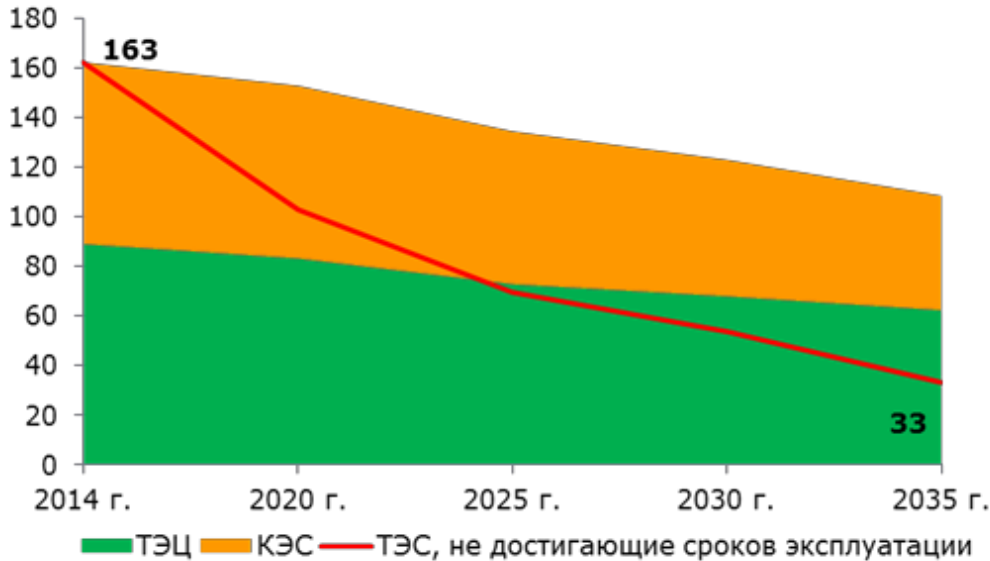


**- Нарастание избытков мощности в ЕЭС России**

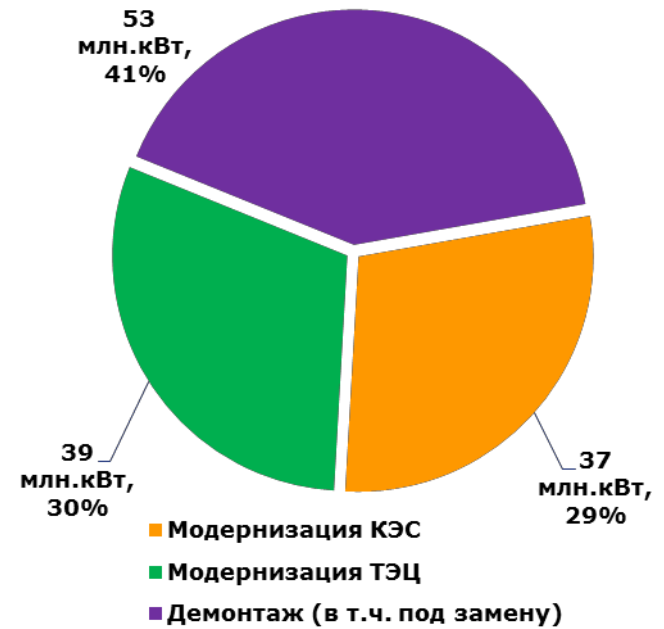


# Потребность в обновлении мощностей действующих ТЭС (расчеты Генсхемы)

Динамика снижения установленной мощности действующих ТЭС в ЕЭС России, млн. кВт



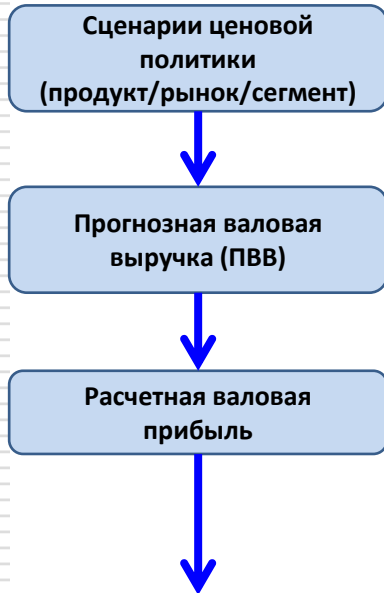
Структура решений по мощностям, достигающим предельных сроков эксплуатации, млн. кВт



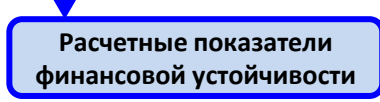
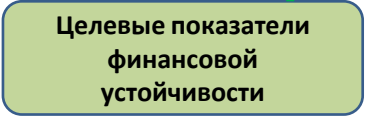
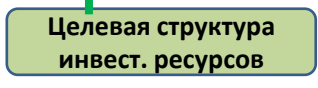
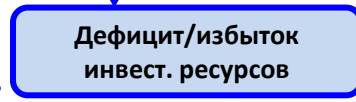
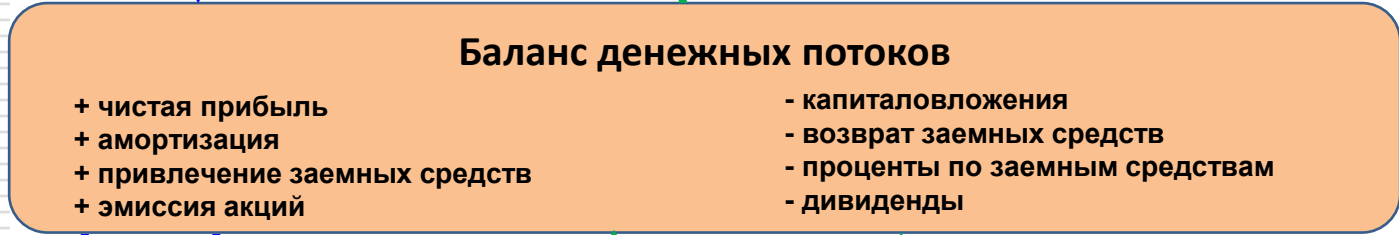
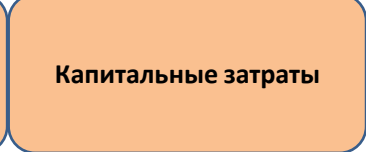
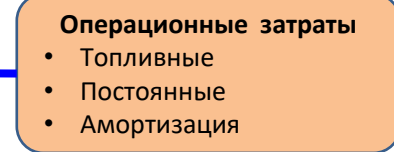
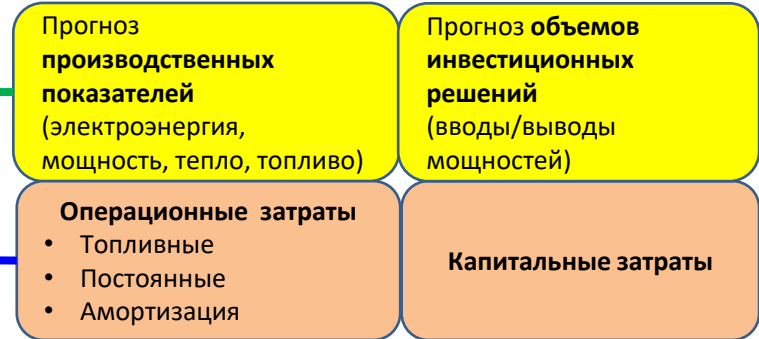
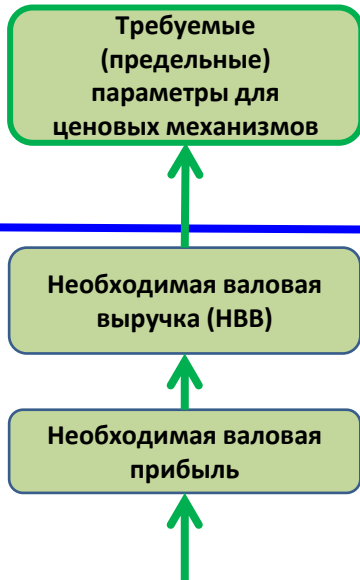
**Требуемый объем инвестиций – 5,3 трлн рублей в ценах 2016 г.**

# Схема оценки последствий использования различных механизмов ценовой поддержки модернизации ТЭС

## ПРЯМАЯ ЗАДАЧА



## ОБРАТНАЯ ЗАДАЧА



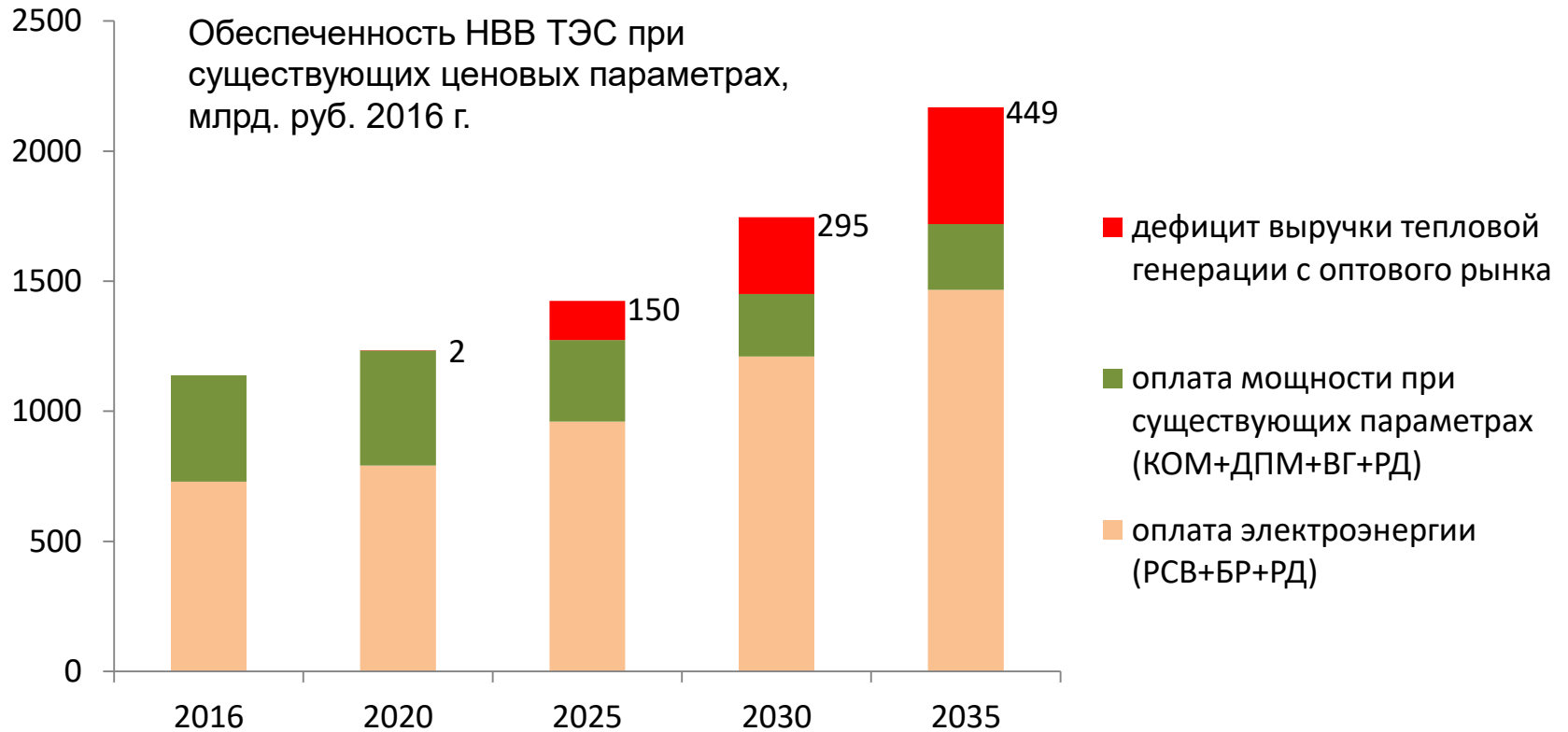
**Критерий согласованности инвестиционных и ценовых решений**  
 $\Delta = \text{ПВВ} - \text{НВВ} \rightarrow \min$

# Недостаточность существующих ценовых параметров рынка для модернизации ТЭС

**Обратная задача –  
расчет НВВ тепловой генерации  
с учетом обновления**



**Прямая задача –  
расчет выручки ТЭС на оптовом  
рынке «как сейчас»**

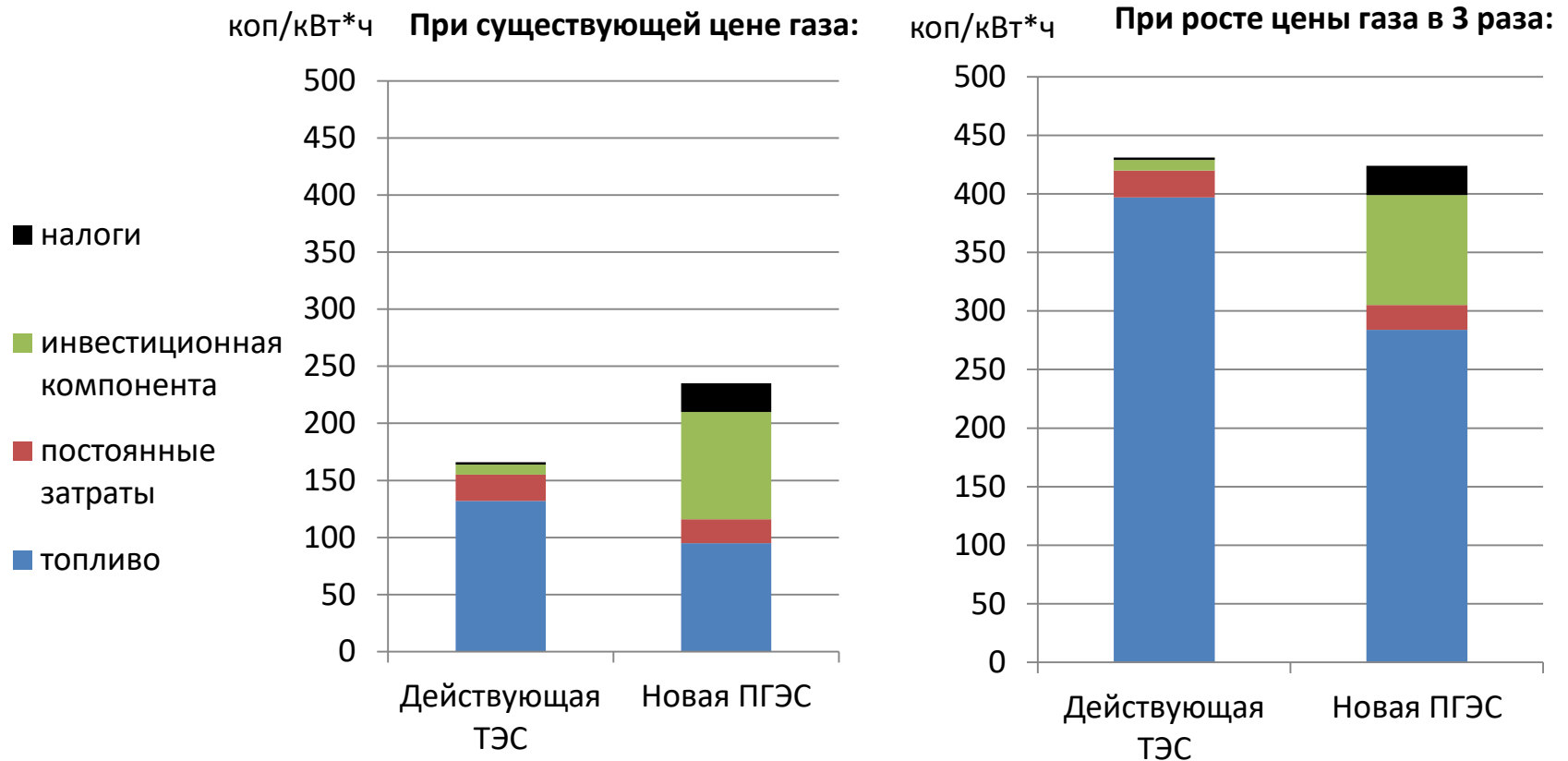


## Варианты подстройки ценовых параметров энергорынка для стимулирования модернизации ТЭС

- 1. Повышение цен газа и связанный с этим рост доходности новых высокоэффективных мощностей на РСВ**
- 2. Повышение «ценового потолка» КОМ до уровня долгосрочных маржинальных затрат новой ТЭС**
- 3. Регулирование «ценового потолка» КОМ с учетом динамики НВВ тепловой генерации**

# Вариант 1 – поддержка модернизации через рост цен газа

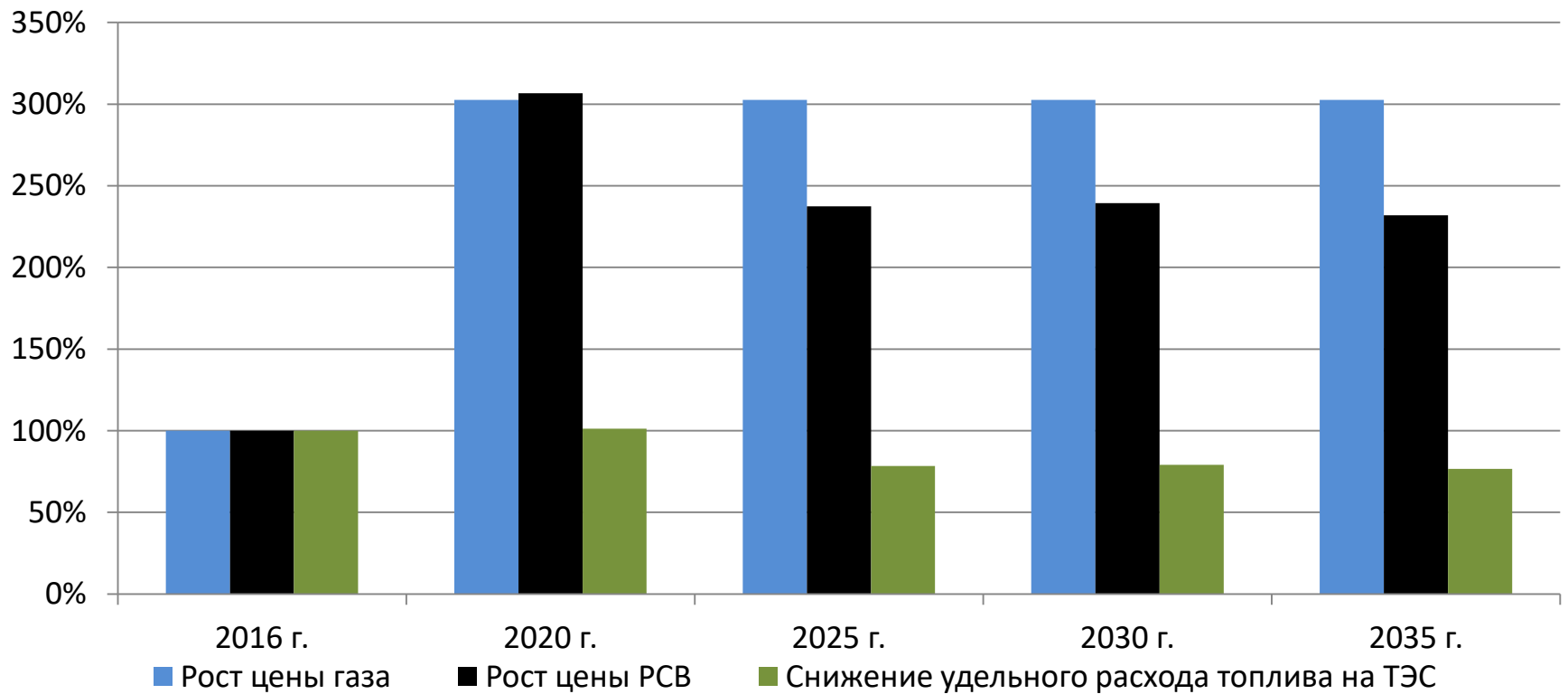
$$LCOE = [CAPEX * \text{Коэффициент аннуитета} / (1 - \text{Налог на прибыль}) + OPEX + CAPEX * \text{Налог на имущество}] / \text{Отпуск в сеть}$$



**Данный вариант поддержки модернизации ТЭС требует повышения цены газа как минимум в 3 раза (в реальном выражении, к уровню 2016 года)**



## Взаимосвязь темпов роста цен газа, масштабов обновления ТЭС и динамики спотовой цены электроэнергии



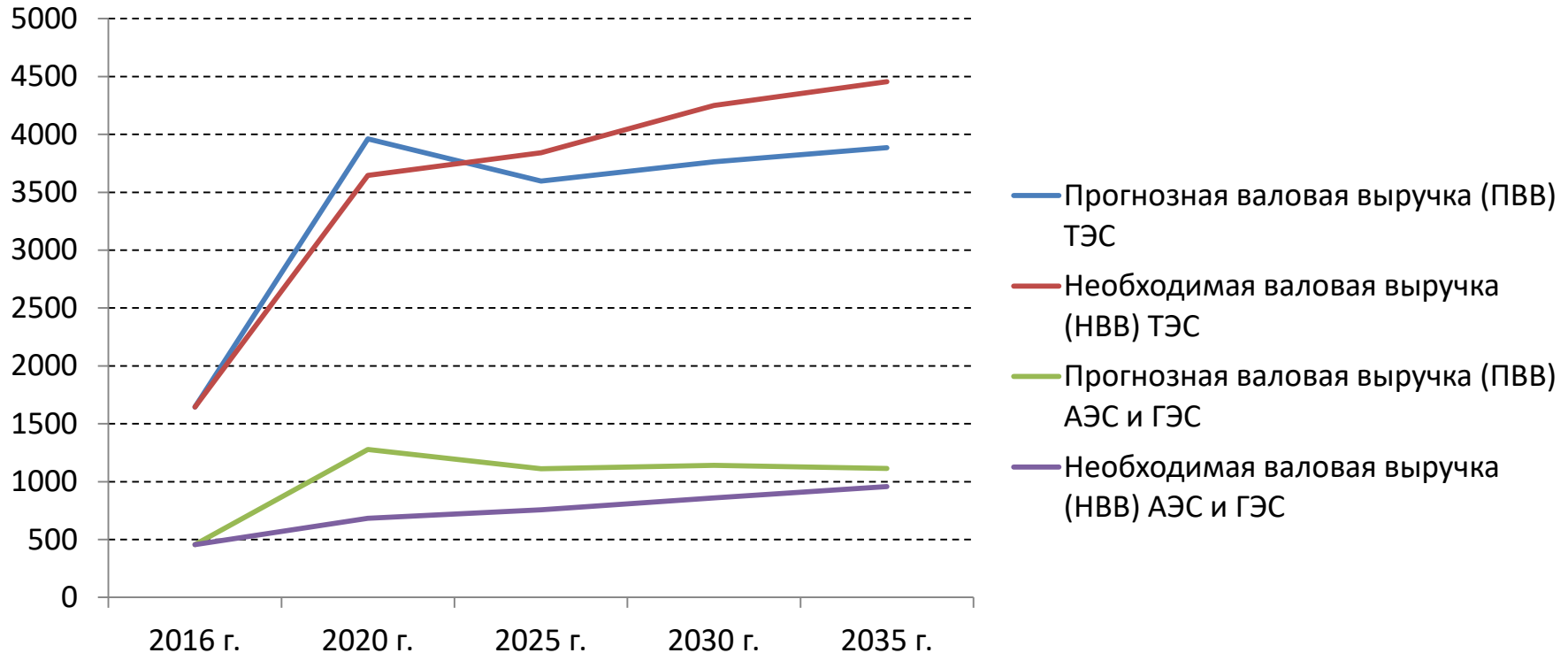
**К 2020 г.** – трехкратный рост цены газа и спотовой цены электроэнергии

**2020 – 2023 гг.** – имеются сильные экономические стимулы для замены устаревшего оборудования на ПГУ

**После 2023 г.** – массовая замена ПСУ на ПГУ приведет к обвальному падению цен РСВ, в результате чего инвестиционный процесс «выродится» в некапиталоемкие решения по продлению ресурса действующих блоков без заметного улучшения КПД

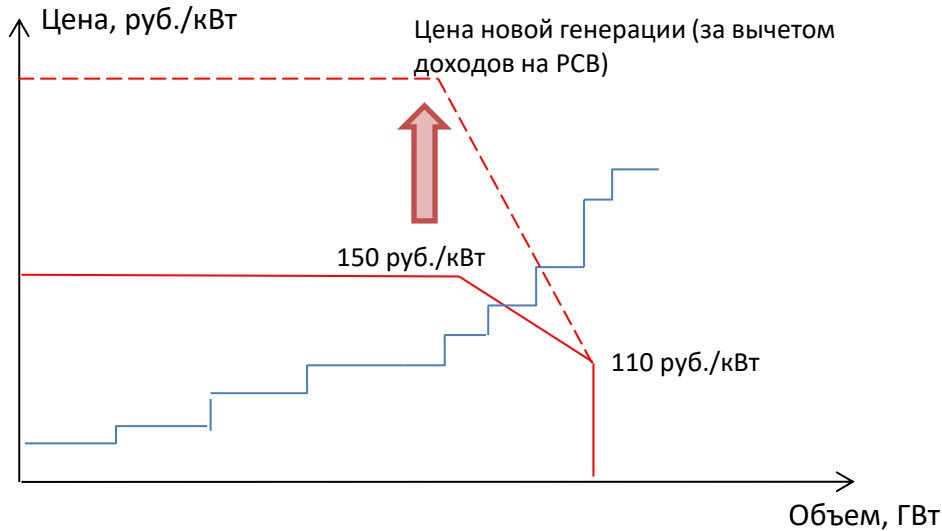
## Последствия стимулирования модернизации ТЭС через повышение цен газа

млрд рублей 2016 г.



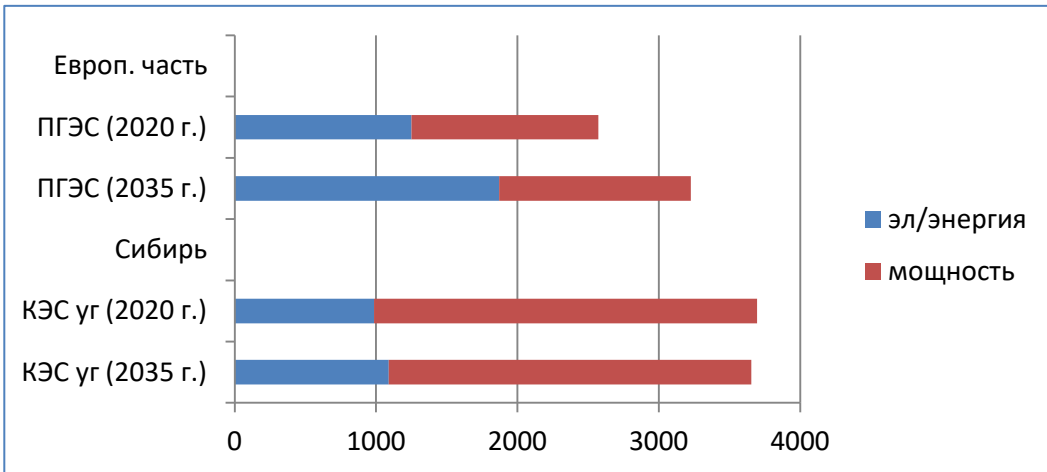
- **Тепловая генерация испытывает дефицит инвестиционных ресурсов после 2020 г. (вследствие падения спотовых цен)**
- **В то же время, атомная и гидрогенерация получают необоснованно высокую выручку даже после 2020 г.**

## Вариант 2 – переход к ценообразованию по долгосрочным маржинальным издержкам на КОМ



**Идея данного варианта – повысить «ценовой потолок» КОМ с нынешних 150 руб./кВт\*месяц до стоимости «входа» на рынок новой генерации (= LCOE новой генерации – цена РСВ)**

**LCOE новой генерации, руб./МВт\*ч**

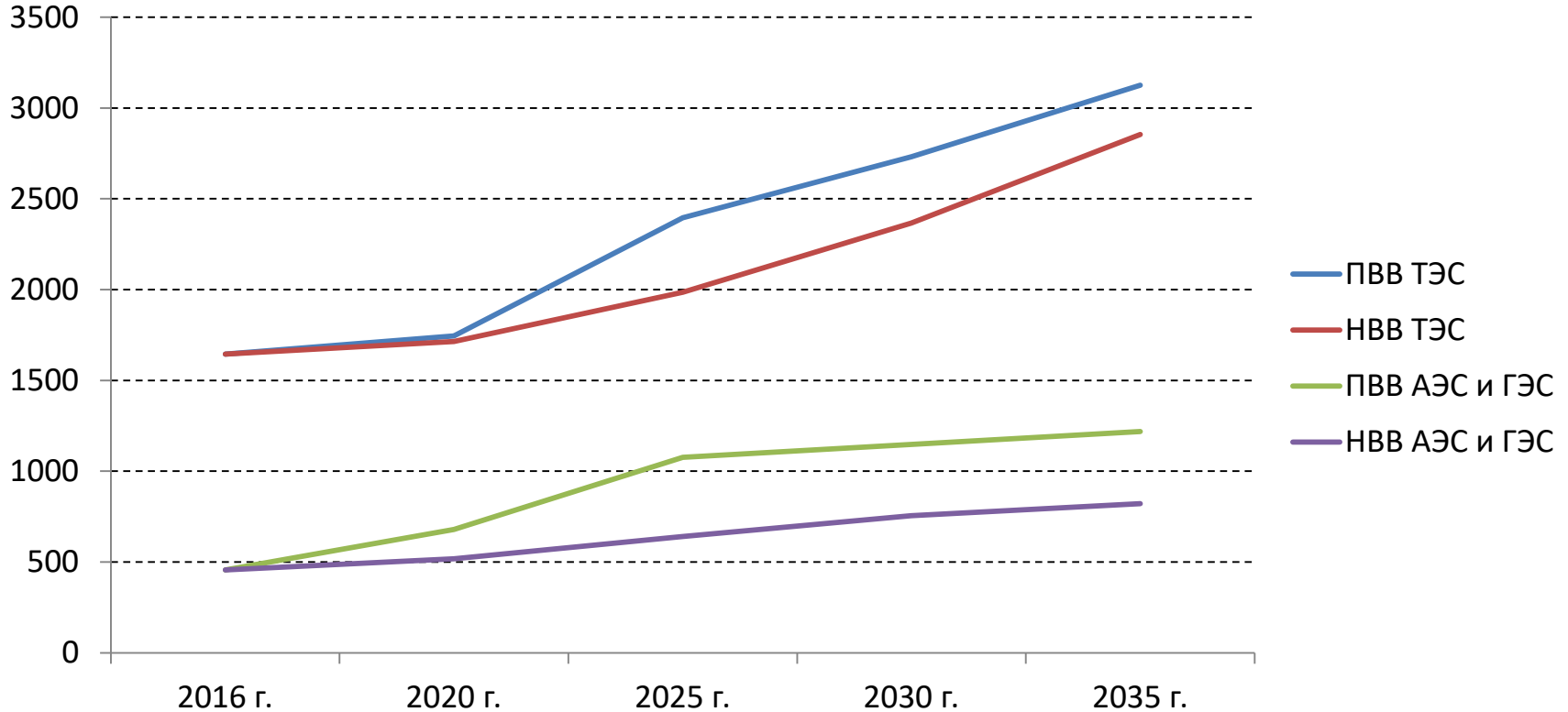


**Цена новой мощности ТЭС («ценовой потолок» КОМ), руб./кВт**

	2025 г.	2035 г.
ПГЭС (европ. часть)	690	735
КЭС уг (Сибирь)	1558	1462

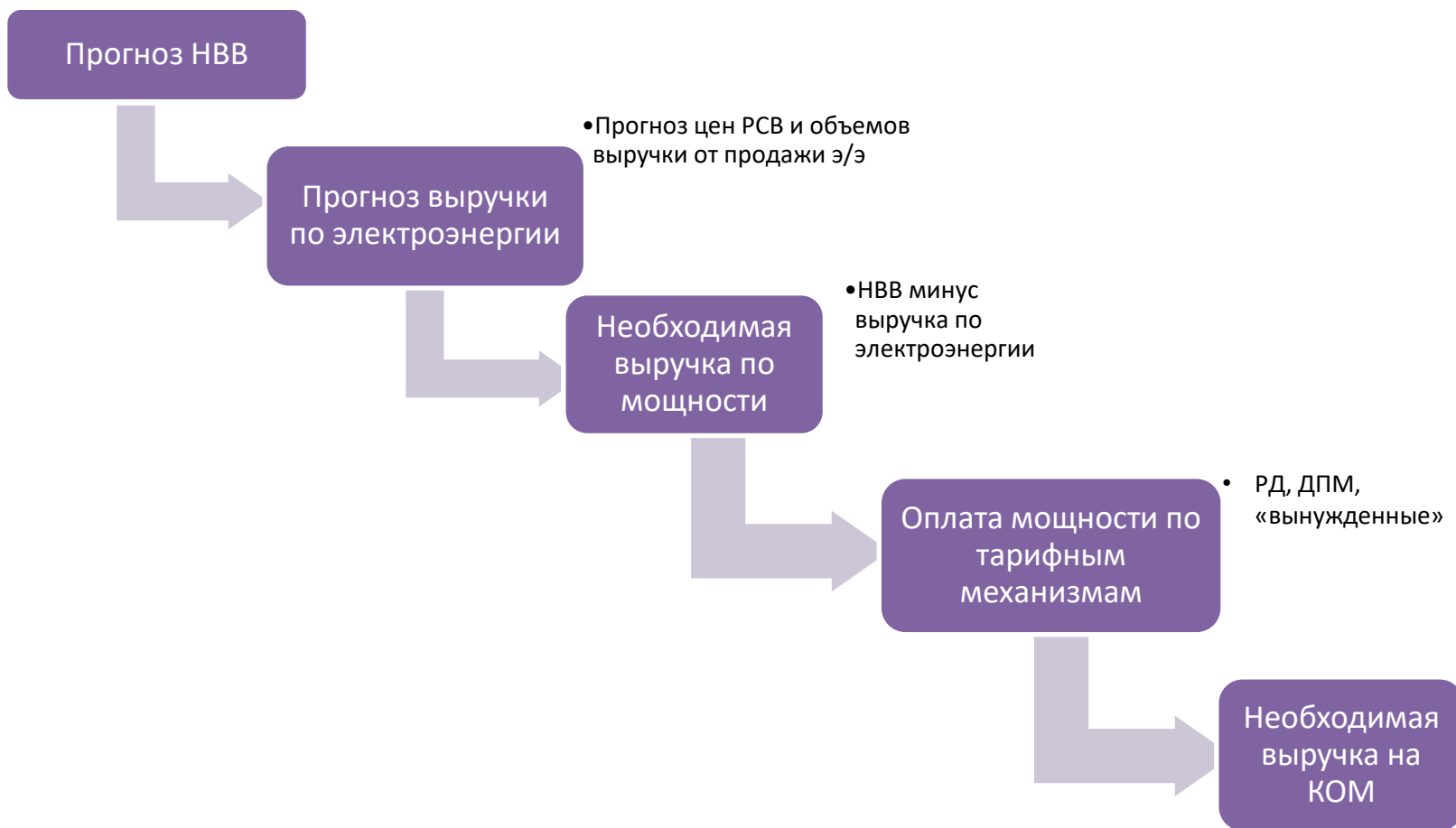
## Последствия стимулирования модернизации ТЭС через переход к маргинальному ценообразованию на КОМ

Прогнозная и необходимая выручки по типам генерации, млрд рублей 2016 г.

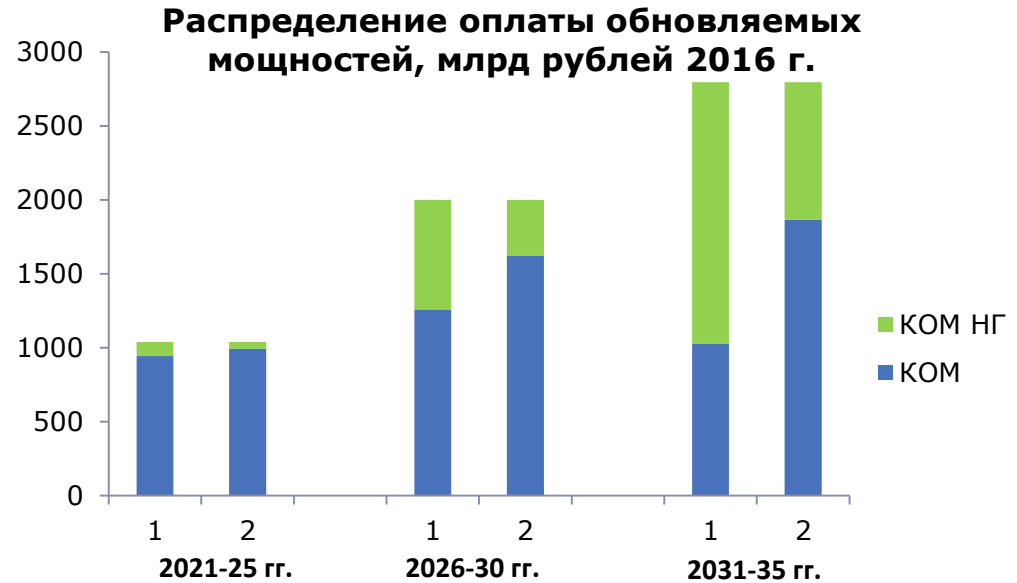
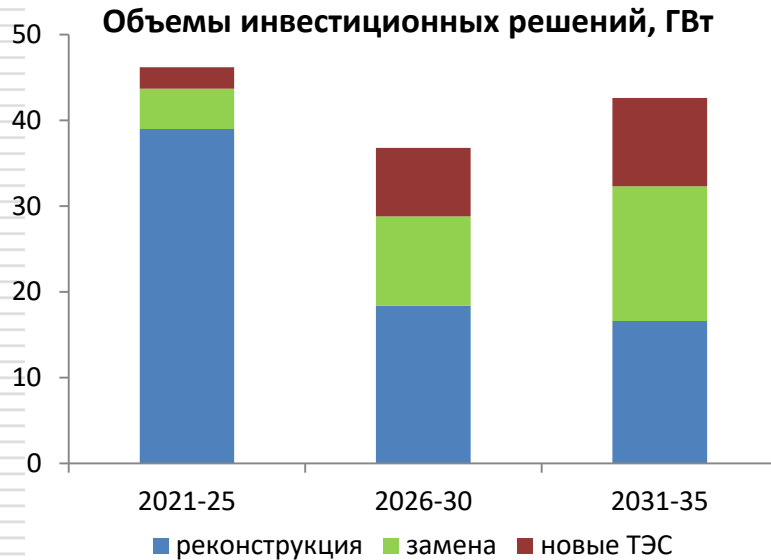


**Данный вариант рыночной поддержки модернизации приведет к колоссальной переплате потребителей при отсутствии у генераторов жестких обязательств по обновлению своих ТЭС**

# Вариант 3 – регулирование «ценового потолка» КОМ по НВВ тепловой генерации

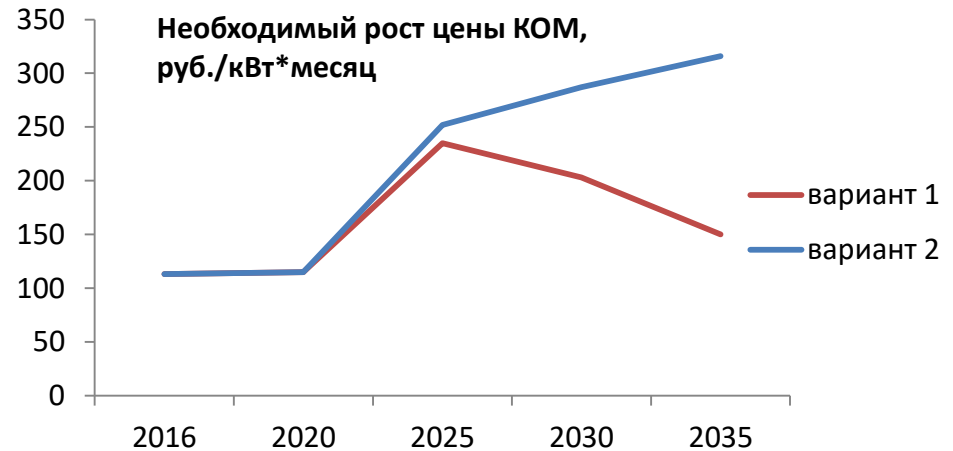


# Параметры регулирования «ценового потолка» КОМ по НВВ тепловой генерации



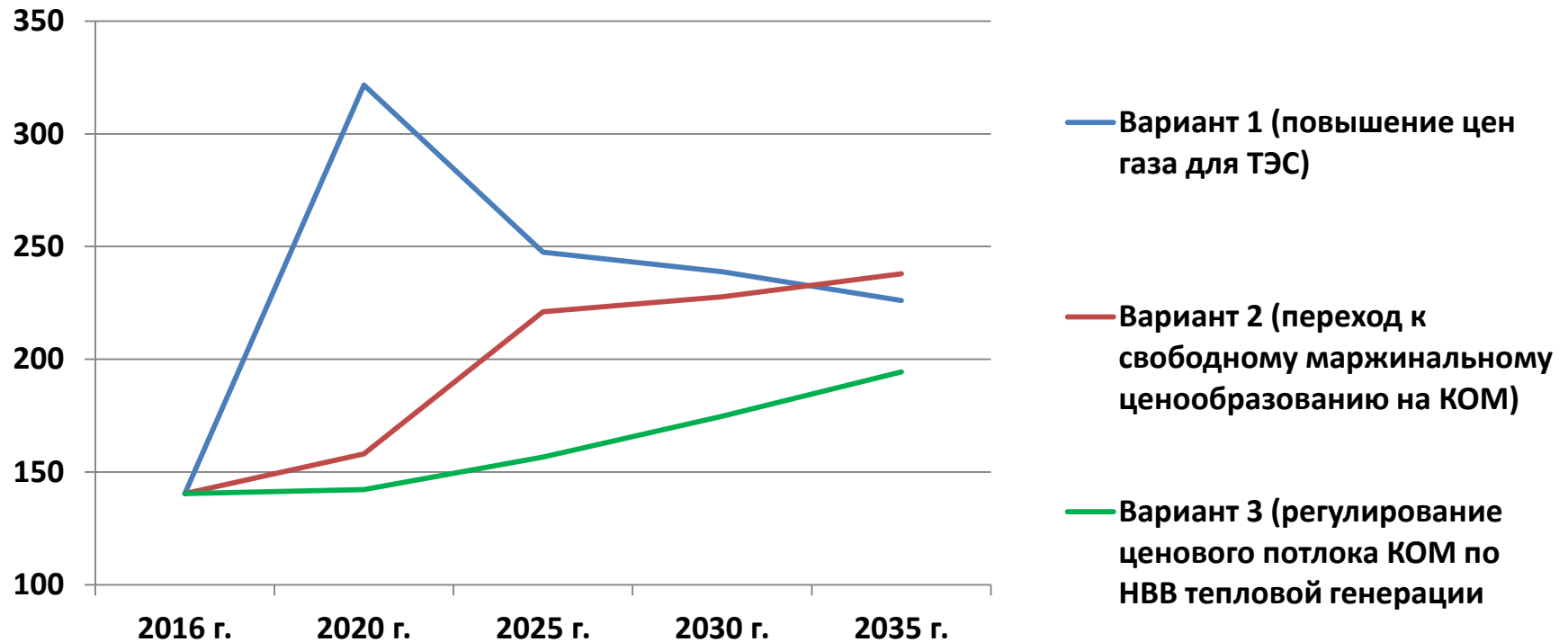
**Возможны разные варианты распределения оплаты мощностей между КОМ и тарифными механизмами:**

- 1) Реконструкция – через КОМ, замена и новые ТЭС – через КОМ НГ (индивид.тариф)
- 2) Реконструкция и замена – через КОМ, новые ТЭС – через КОМ НГ



## Последствия стимулирования модернизации ТЭС через переход к маргинальному ценообразованию на КОМ

Оптовая цена э/э, коп/кВт\*ч



- Вариант с регулированием «ценового потолка» КОМ по НВВ тепловой генерации обеспечивает **плавный рост цены** для потребителей, который может корректироваться за счет ценовых решений на рынке газа и тепла.
- В то же время, тепловая генерация **полностью получает** с рынка необходимый денежный поток для инвестирования в модернизацию ТЭС

Институт энергетических исследований РАН

[www.eriras.ru](http://www.eriras.ru)

[info@eriras.ru](mailto:info@eriras.ru)

Спасибо за внимание!