

ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ  
ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОТРАСЛЕЙ



# Анализ влияния цен и инвестиций в электроэнергетике на развитие экономики России и регионов

# Цель исследования – анализ влияния цен и инвестиций в электроэнергетике на развитие экономики России и регионов

## Ретроспективный анализ

- Влияние роста конечных цен на электроэнергию на экономику конечных потребителей
- Оценка мультиплицирующего эффекта инвестиций в электроэнергетику

## Прогноз до 2035 года (сценарное моделирование)

- Ценовые и отраслевые последствия отказа от использования механизма инвестиционных надбавок на оптовом рынке
- Анализ макроэкономических эффектов реализации инвестиционных программ (влияние на инфляцию, динамику промышленного производства, российскую промышленность в целом, на региональное развитие)

## Варианты альтернативных инструментов финансирования

- Анализ зарубежного опыта стимулирования инвестиционного развития и преодоления рыночных дисбалансов
- Выявление альтернативных механизмов финансирования инвестиционных решений и социально-ориентированных инициатив

## Сценарии прогнозирования цен и основных показателей экономики до 2035 года

### Базовый

Учитывает все инвестиционные программы и проекты, по которым приняты решения, все нерыночные надбавки не инвестиционного характера (в отдельных случаях – с продлением)

### Максимальный отказ от надбавок

Учитывает компенсацию затрат по инвестпроектам только в отношении мощностей, введенных на 31.12.2022 г., исключает все «межтерриториальные» поддерживающие механизмы

### Промежуточный

Учитывает инвестиционные проекты, по которым зафиксированы (или будут зафиксированы до 31.12.2022 г.) обязательства государства по гарантированию цен, учитывает «межтерриториальные» поддерживающие механизмы в соответствии со сроками, зафиксированными в НПА

# Ретроспективный анализ

- Рост цен для конечных потребителей
- Доступность электроэнергии
- Влияние цен на энергоемкие производства, включая экспортоориентированные
- Оценка мультиплицирующего эффекта инвестиций в электроэнергетику

На горизонте 2007-2020 гг. выделяется период опережающего инфляцию роста цен (до 2011 г.) и период сдерживания (с 2012 г.)

**1. Регуляторные решения, определившие опережение темпов роста цен на электроэнергию над ИПЦ в период 2007-2011 гг.:**

- Курс на «равную доходность» поставок газа на экспорт и на внутренний рынок (2008 – 2009 гг. 25% и выше, далее 15% вплоть до 2013 г.)
- Либерализация оптового рынка (с 2008 по 2010 включительно)
- Внедрение долгосрочного регулирования в сетях (рост в 2010, 2011)

**2. Регуляторные решения, определившие сдерживание темпов роста цен (относительно ИПЦ) в период 2012-2020 гг.\*:**

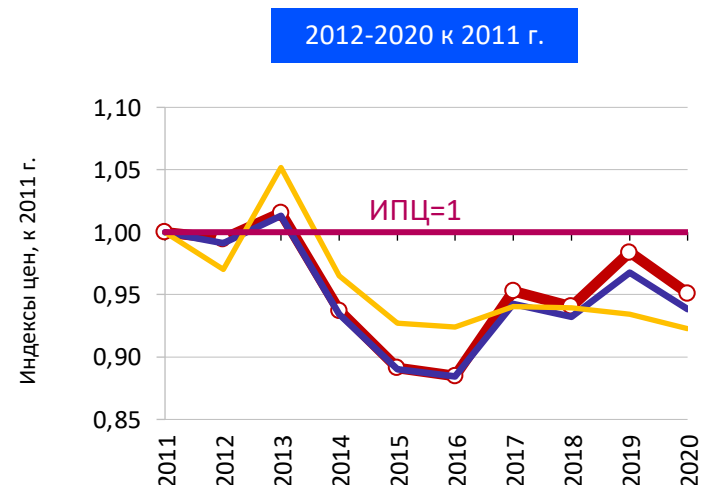
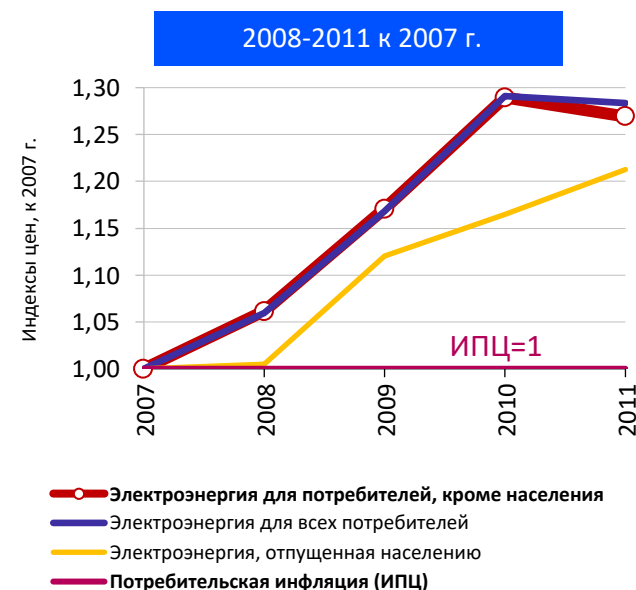
**Комплекс мер, реализованный в 2012 году, и приведший к снижению цены на электроэнергию:**

- Переход на индексацию регулируемых тарифов с июля (за счет этого также среднегодовой темп роста цен на газ 7,5%)
- Изменение правил ценообразования на розничных рынках
- «Заморозка» сетевых тарифов
- «Заморозка» в регулируемом сегменте оптового рынка (в т.ч. РД), проведение КОМ без индексации цены

**Дальнейшие решение по сдерживанию роста цен:**

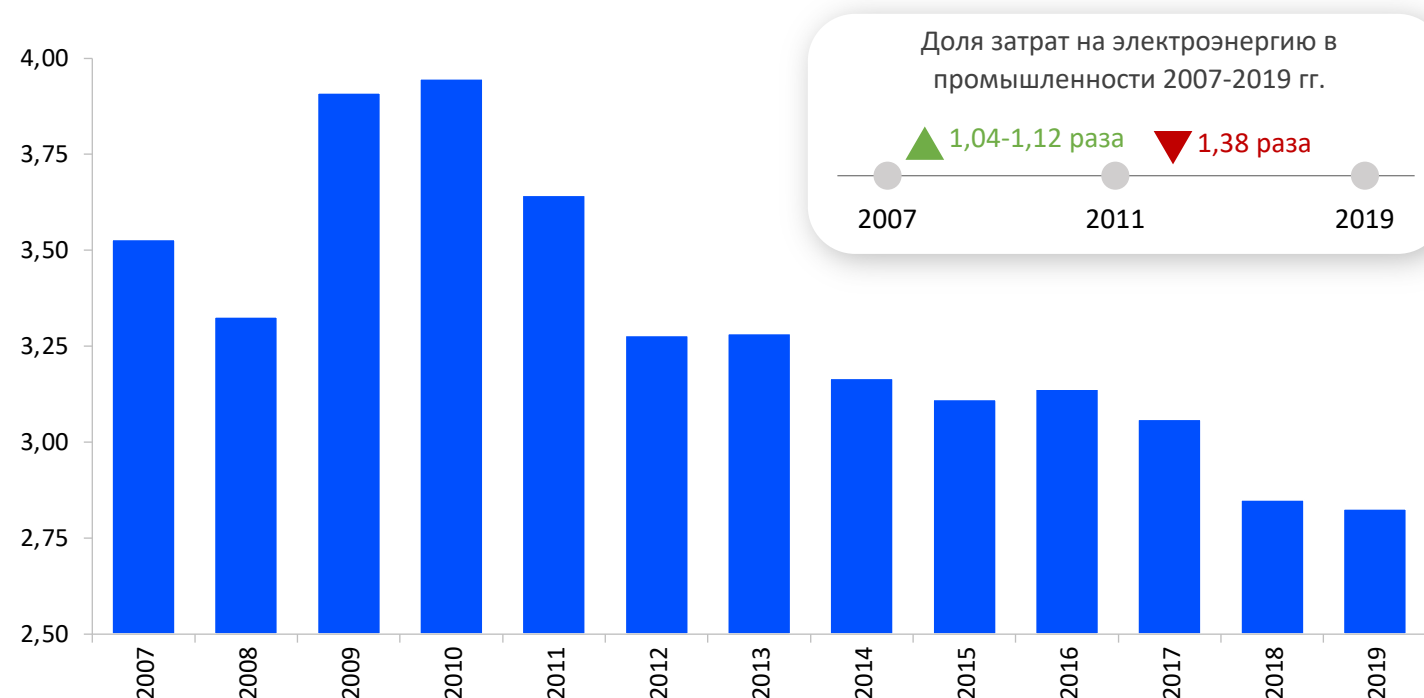
- Заморозка цен на газ (2014, 2016 гг.) и сдержанная политика дальнейшей индексации (с 2017 г.)
- Системные пересмотры долгосрочных параметров регулирования сетевых организаций (2014, 2017 гг.) и дальнейшая политика «инфляции минус»

**Рост цен (тарифов) на электроэнергию относительно потребительской инфляции (г/г), раз.**



## Доля расходов на электроэнергию в затратах промышленности\* снижается

\* Основное потребление электроэнергии в России (53,1%) приходится на промышленное производство



Доля затрат на электроэнергию в затратах промышленности в 2019 снижалась:

- С 1999 – более, чем в 2 раза
- С 2005 – в 1,45 раза
- С 2011 – в 1,38 раза

Сокращение доли затрат э/э происходило на фоне замедления роста цен на электроэнергию с 2011-2012 гг. и одновременного сокращения потребления электроэнергии в Промышленности при росте производства наиболее энергоемких (экспортоориентированных) материальных ресурсов (металлургия, добыча нефти, основная химия и др.).

Во всех отраслях экономики к 2019 году наблюдается отставание роста затрат на электроэнергию от роста остальных затрат

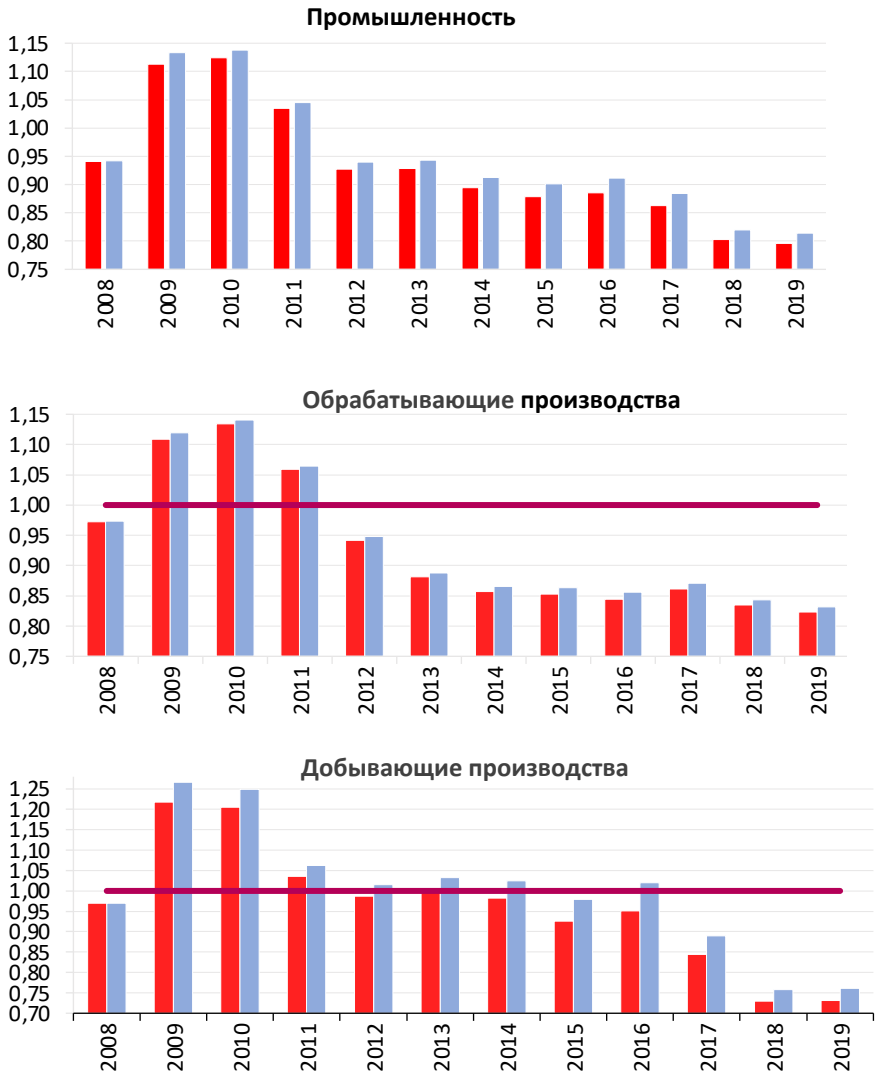
Затраты на электроэнергию в **промышленности** стали отставать от роста остальных затрат с 2012 года. К 2019 году отставание достигло 20% против 2007 г. Соотношение с операционными (текущими) затратами демонстрирует такой же тренд. Отставание составляет 19%.

В **обрабатывающих отраслях**, где преобладают энергоемкие производства, отставание затрат на электроэнергию с 2012 г. имеет устойчивый тренд. Оптимизации затрат на электроэнергию способствуют ценовые и спросовые ограничения. Разрыв с ростом издержек – 18%, с ростом операционных затрат – 17%

В **добывающих производствах**, отставание затрат на электроэнергию в период 2012–2017 гг. было менее выражено. Резкое падение доли затрат на электроэнергию наблюдалось в 2018-2019 гг. В данном секторе небольшая доля энергоемких потребителей (добыча металлических руд), на продукцию которых устойчивый спрос.

2008-2019 гг., к 2007 г. (≥1 - опережение, ≤1 - снижение)

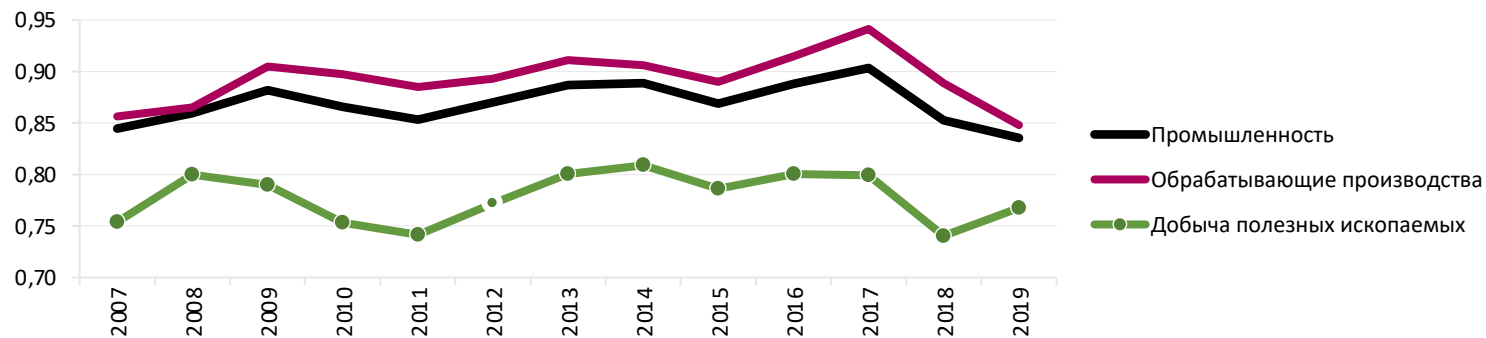
■ Затраты на электроэнергию (ЭЭ) к (все затраты - затраты ЭЭ)  
■ Затраты на электроэнергию к (все затраты - затраты ЭЭ - амортизация)



В период сдерживания цен (2012-2019 гг.) динамика затрат на электроэнергию на 1 рубль продукции отставала от динамики доли электрозатрат в общих издержках

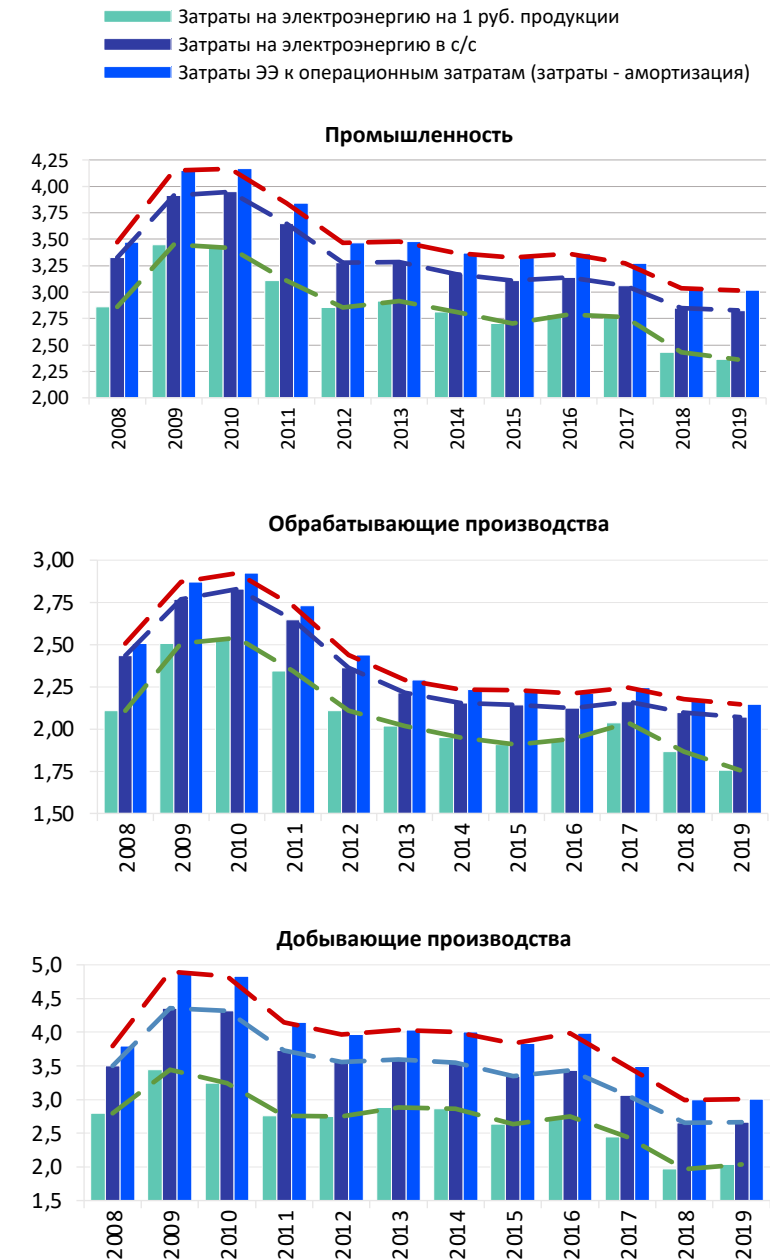
- Затраты на электроэнергию на 1 рубль продукции снижались еще быстрее, чем в издержках.
- Соотношение между затратами на электроэнергию на 1 рубль продукции в Промышленности в 2019 г. составило 0,84 как в 2007 г. против его роста до 0,87-0,9 в 2011-2013 гг.
- Это свидетельствует о том, что потребители смогли увеличить прибыль за счет замедления роста цен на электроэнергию
- Особенно выиграл сектор Обрабатывающих производств, где наибольшая доля энергоемких отраслей. (соотношение между затратами на электроэнергию на 1 рубль продукции в 2019 г. составило 0,85, (в 2007 г. – 0,86) против его роста до 0,89-0,91 в 2011-2013 гг. )

Соотношение затрат на электроэнергию на 1 руб. и доли затрат на электроэнергии в издержках (полных затратах) 2008–2019 гг. (раз)



Примечание: чем ниже величина соотношения, тем меньше доля затрат электроэнергии в цене (выручке)

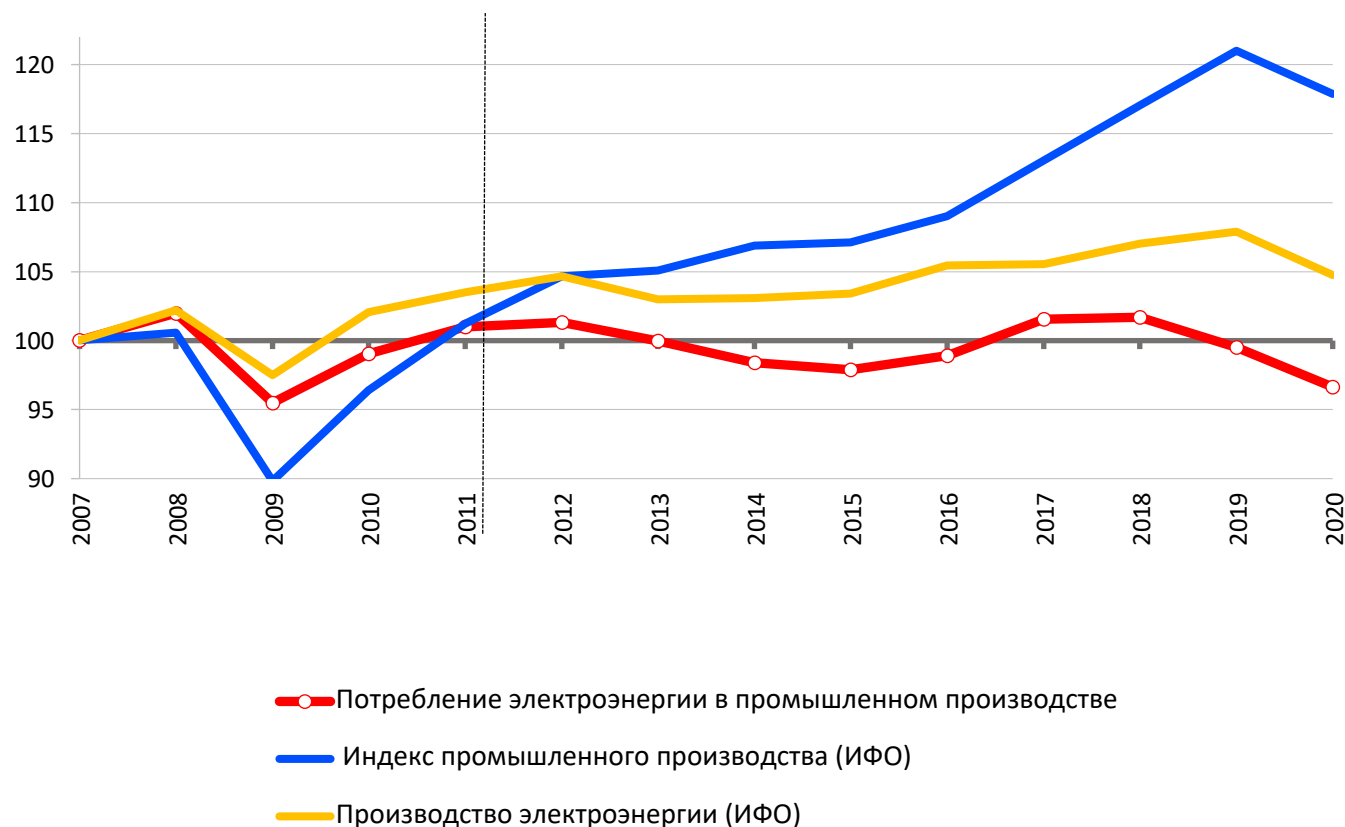
Источник: Росстат, отчет по форме № 1-ПРЕДПРИЯТИЕ «Основные сведения о деятельности организаций», расчеты НИУ ВШЭ





Снижение влияния электроэнергии на издержки происходит на фоне роста выпуска – ценовая динамика на электроэнергию не являлась ограничивающим фактором для развития конечных потребителей

Динамика потребления электроэнергии (кВтч) и производства в промышленности (ИФО – в сопоставимых ценах), к 2007 году



- С 2007 по 2019 гг. объемы промышленного производства увеличились на 21%, тогда как потребление электроэнергии за этот период практически не изменилось (в 2019 году снижение - 0,5% к 2007 г.).
- При этом сокращение потребления происходило начиная с 2011 г., то есть в период замедления темпов роста цен на электроэнергию.
- Таким образом, влияние электроцен на экономическое развитие конечных потребителей снизилось (электроэнергия стала доступнее).

Повышенное влияние цен на электроэнергию наблюдается у весьма небольшого числа потребителей

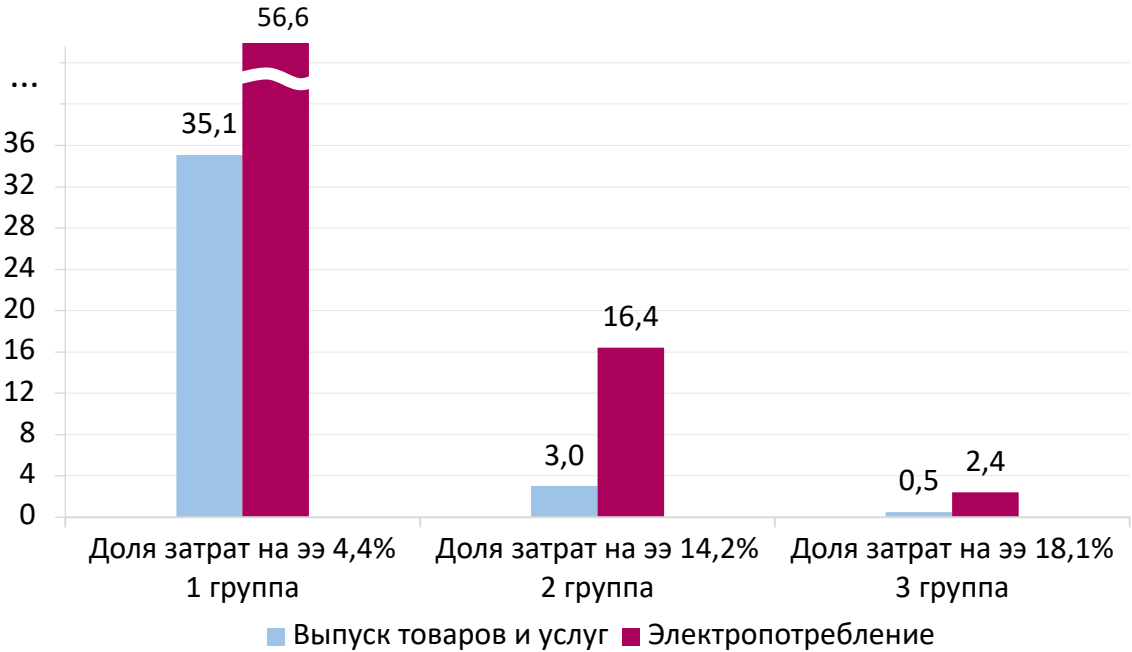
Доля электроэнергии – менее 5% в издержках и 10% в матзатратах – приходится на две трети выпуска продукции.

Остальных потребители электроэнергии составляют – треть от выпуска продукции и потребляют более половины электроэнергии. Из них доля энергозависимых производств (2 группа) в стоимостном выпуске продукции – 3%, в том числе 0,5% сильнозависимых (3 группа). Доля выпуска продукции 2 группы в 5,5 раз ниже стоимости потребляемой ими энергии (16,4%). (Доля стоимости энергии практически равна объемам потребления энергии (квтч) этими производствами)

Столь низкие объемы продукции 2-3 группы свидетельствуют о:

- Небольшой доле производств, испытывающих значимое давление цен на электроэнергию;
- Весьма слабом влиянии промежуточного потребления (через производимые ими материальные ресурсы).

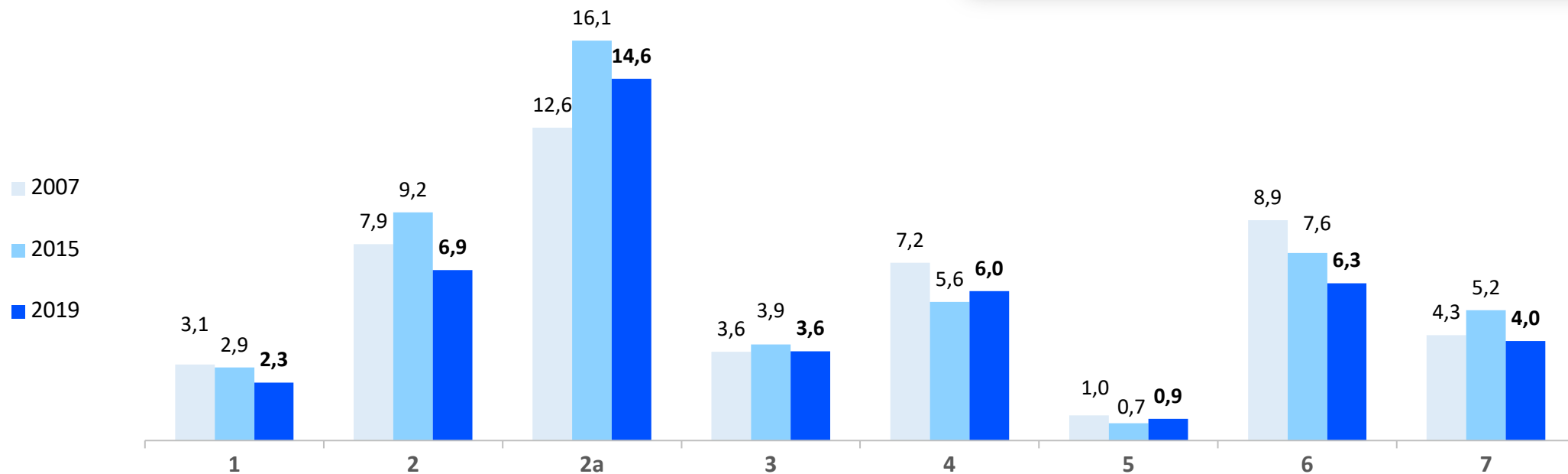
Доля энергозатратных отраслей в общем объеме потребляющих отраслей (Добывающая и Обрабатывающая промышленности (В+С ), 2019 г



| Доля затрат на электроэнергию | В издержках на производство и реализацию | В материальных затратах |
|-------------------------------|------------------------------------------|-------------------------|
| 1 группа                      | от 5%                                    | от 10%                  |
| 2 группа                      | от 10%                                   | от 20%                  |
| 3 группа                      | от 15%                                   | от 25%                  |

## Электроэнергия для экспортоориентированных промышленных предприятий за время реализации инвестпрограмм стала доступнее

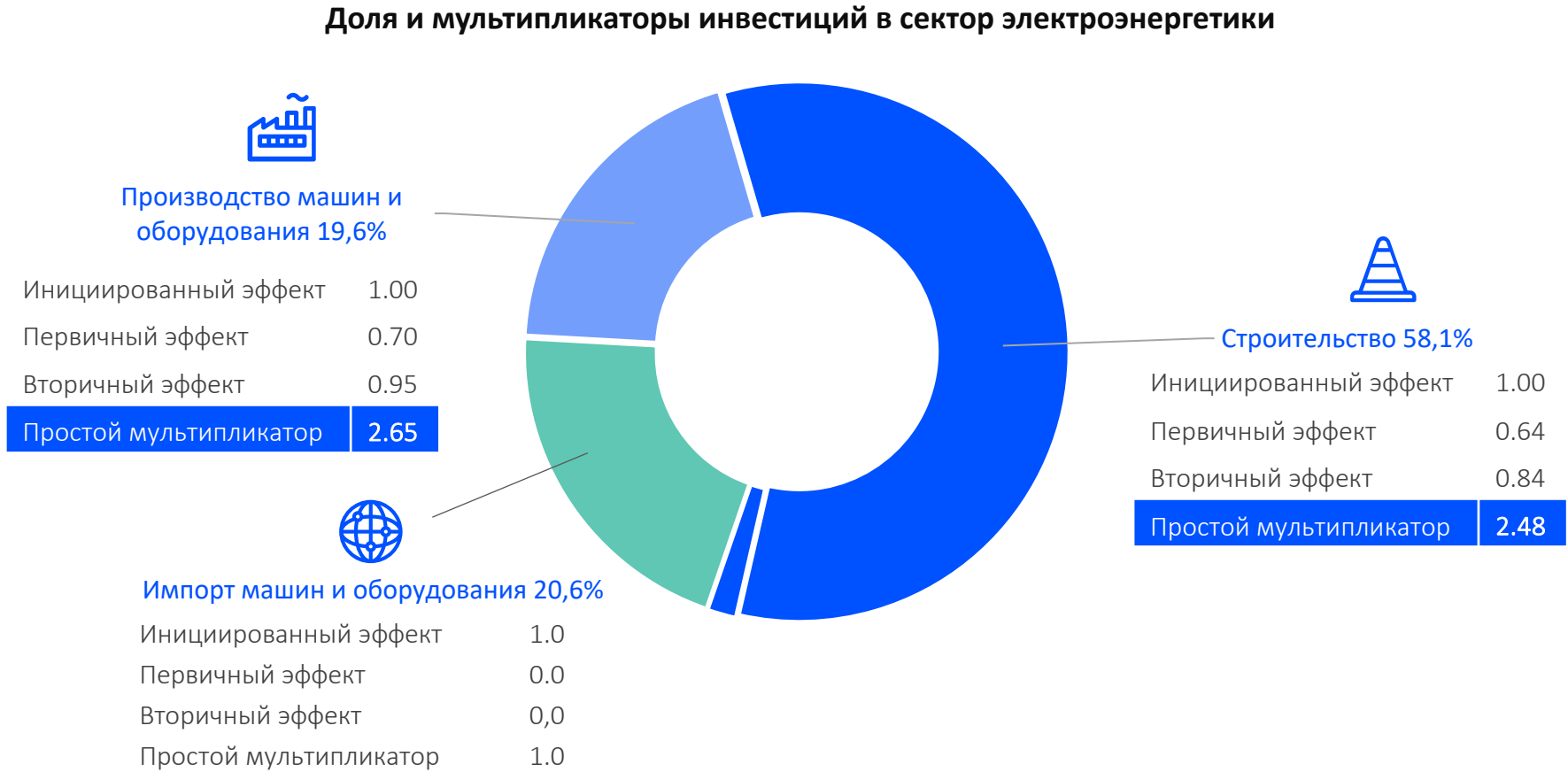
Доля электроэнергии в издержках на производство экспортоориентированной продукции за период реализации ИПР снизилась



1. Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых
2. Цветная металлургия  
в т.ч. 2а. Производство алюминия
3. Черная металлургия
4. Производство основных химических веществ, удобрений и азотных соединений, пластмасс и синтетического каучука в первичных формах
5. Производство кокса и нефтепродуктов
6. Добыча металлических руд
7. Производство целлюлозы, древесной массы, бумаги и картона; Распиловка и строгание древесины

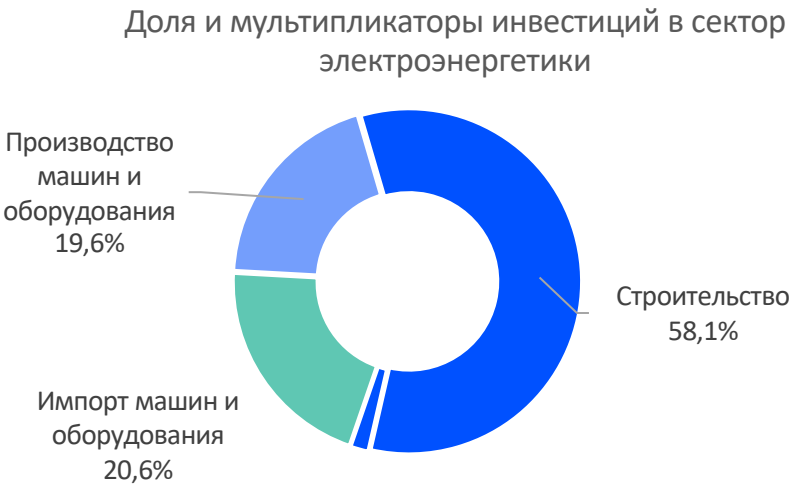
Инвестирование в электроэнергетику дает существенный эффект для роста экономики

1 рубль инвестиций в электроэнергетику дает 2,2 руб. в ВВП (в долгосрочной перспективе). Мультипликативный эффект достигается прежде всего через выпуск отраслей: Машиностроение и Строительство

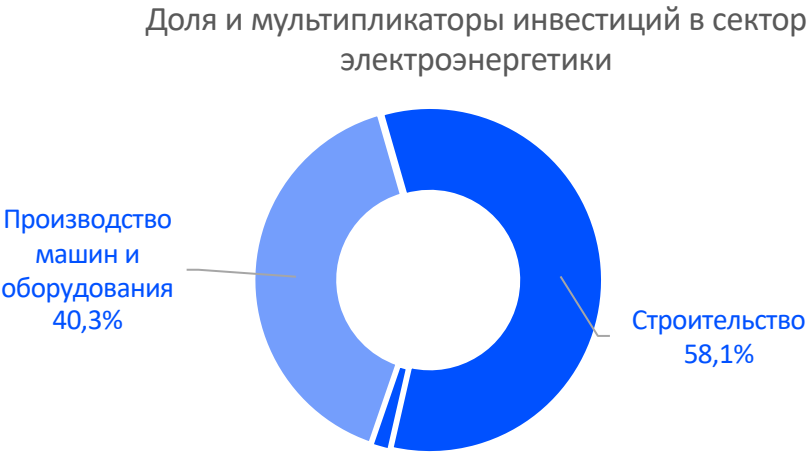


Эффект от инвестиций может быть увеличен за счет усиления локализации оборудования

1 рубль инвестиций в электроэнергетику дает 2,2 руб. в ВВП (в долгосрочной перспективе). За счет усиления локализации оборудования можно достигнуть 2,55 руб.



Полное импортозамещение поставок машин и оборудования (при технологической возможности)



|                           |      |
|---------------------------|------|
| Совокупный мультипликатор |      |
| Инициированный эффект     | 1.00 |
| Первичный эффект          | 0.52 |
| Вторичный эффект          | 0.69 |
| Простой мультипликатор    | 2.20 |

|                           |      |
|---------------------------|------|
| Совокупный мультипликатор |      |
| Простой мультипликатор    | 2.55 |

Максимально возможный мультипликатор

# Ценовые и отраслевые последствия отказа от инвестиционных надбавок на горизонте до 2035 года

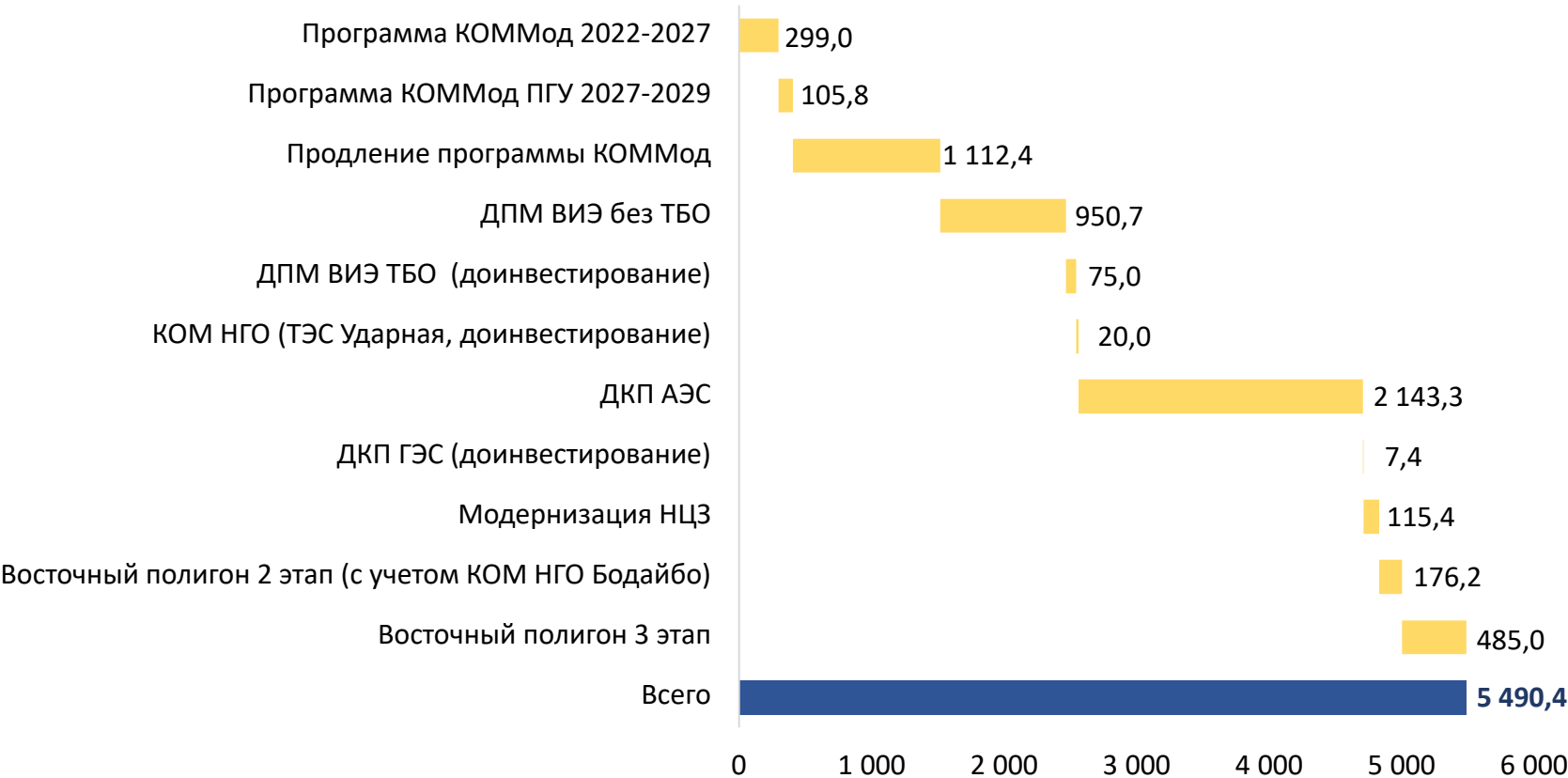
- Темп роста цены на горизонте до 2035 г.
- Вклад реализации инвестиционных программ в различных сценариях
- Влияние перекрестного субсидирования

Инвестиции в электрогенерацию могут превысить 5 трлн руб. за 15 лет при максимальном использовании потенциала инвестиционных надбавок

**Максимальная оценка (базовый сценарий):**  
**около 5,5 трлн. руб.** – общий объем  
инвестиций на горизонте до 2035 года с учетом

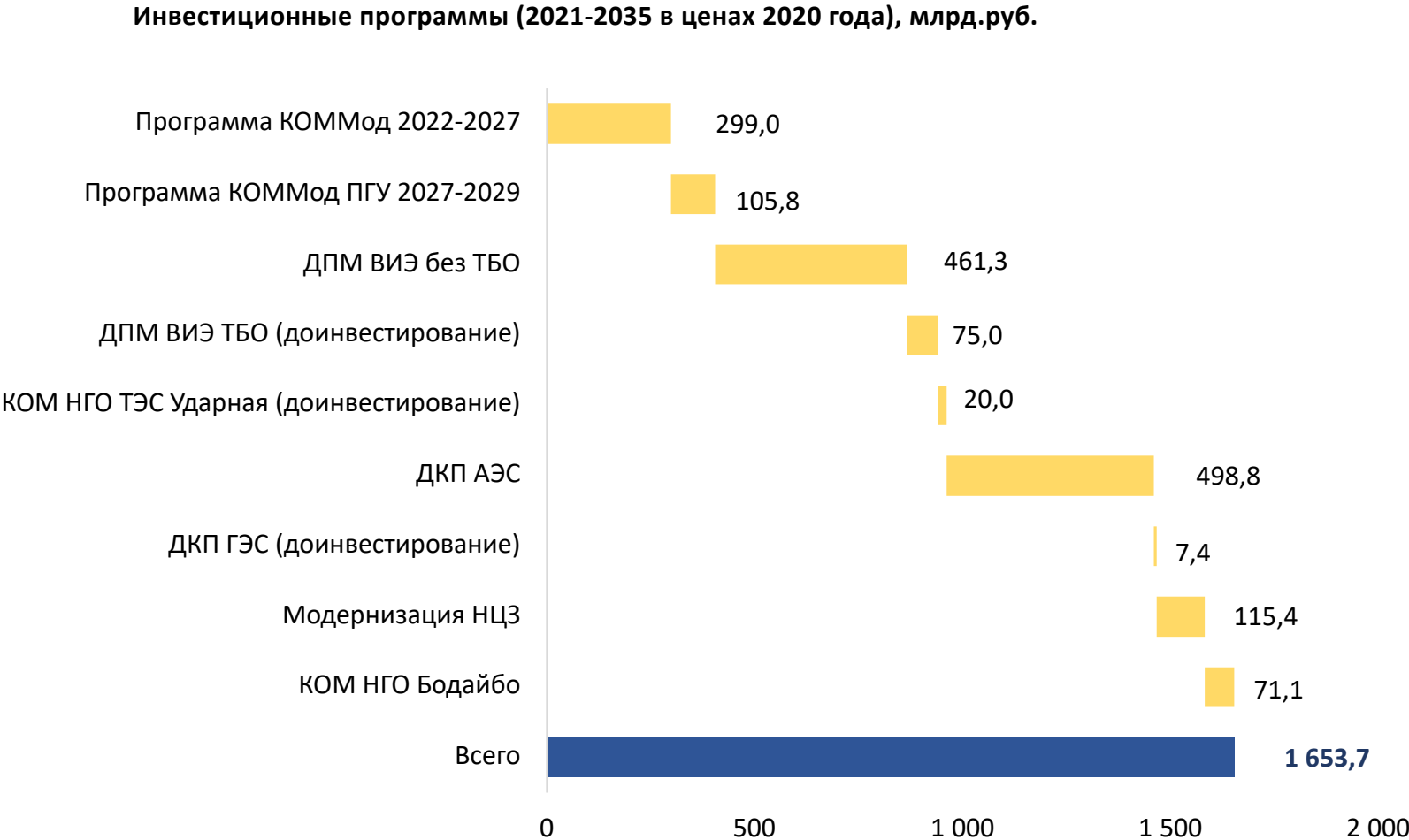
- Дополнительного инвестирования в объекты ВИЭ генерации (согласно определенному механизмам поддержки по итогам будущих отборов),
- Инвестирования в строительство АЭС согласно вводам, предусмотренным Генсхемой,
- Продления программы КОММод (с 50% распределением квоты между «традиционной» модернизацией и модернизацией на базе ПГУ),
- Развития программы энергоснабжения Восточного полигона

**Инвестиционные программы (2021-2035 в ценах 2020 года), млрд.руб.**



Объем инвестиций при «минимально гарантированной» поддержке инвестиционных программ оценивается в 1,7 трлн.руб. инвестиций за 15 лет

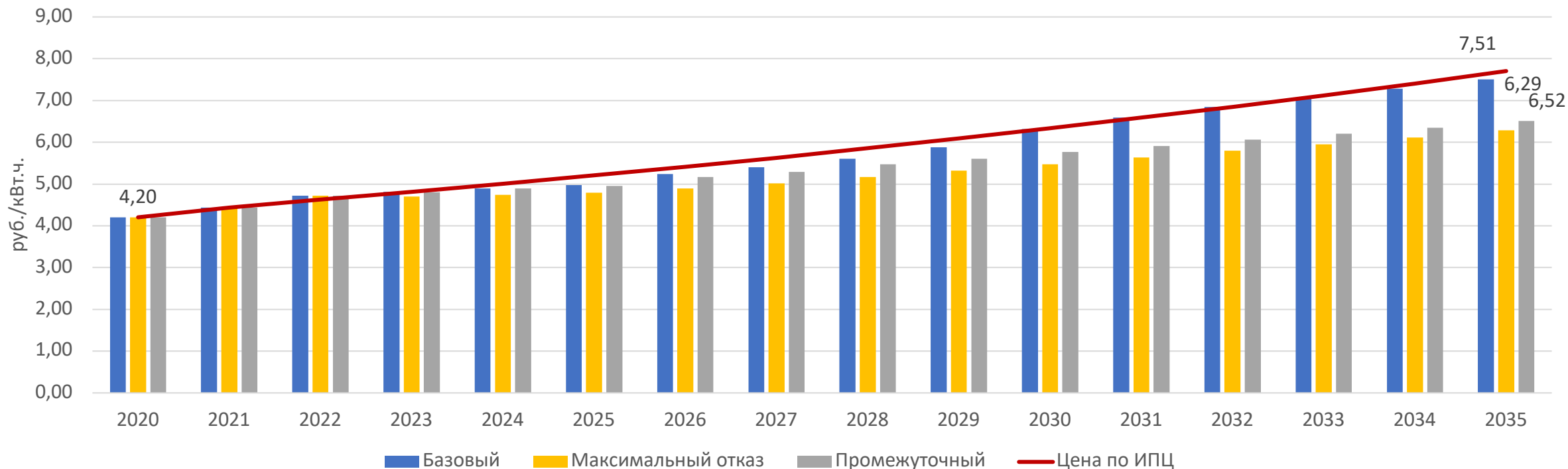
**Консервативная оценка (промежуточный сценарий): около 1,7 трлн. руб.** – общий объем инвестиций на горизонте до 2035 года по инвестиционным программам, для которых на текущий момент пообъектно определены механизмы финансирования на оптовом рынке





## При этом темп роста цены на горизонте до 2035 г. отстает от инфляции при любом сценарии

Показана нерегулируемая розничная цена для потребителей, не относимым к населению, за исключением прямых потребителей ПАО «ФСК ЕЭС», суммарно по ценовым зонам



Данная картина характерна для большинства регионов Первой ценовой зоны оптового рынка. В субъектах РФ Второй ценовой зоны темп роста цен в базовом сценарии более интенсивный (в отдельных случаях незначительно опережает инфляцию) за счет более интенсивного прироста цен на мощность.

## Вклад реализации инвестиционных программ (базовый сценарий - максимальная оценка инвестиций)

Отказ от реализации инвестиционных программ приведет к сдерживанию роста цен: цена\* в базовом сценарии (максимальная оценка инвестиций) превышает аналогичный показатель в сценарии полного отказа от инвестиций на 11-12% (в среднем за 2023 – 2035 гг.)

Однако отказ от инвестиций будет иметь негативные последствия для надежности, энергобезопасности, реализации намеченных стратегических проектов по развитию территорий Дальнего Востока, реализации экологической повестки

\*Розничная цена в нерегулируемом сегменте для потребителей из распределительных сетей

**+1,22 руб./кВт.ч.**

Прирост цены\* в 2035 году в «базовом» сценарии к уровню сценария «максимального отказа»

-0,11 руб./кВт.ч.

Снижение цены РСВ за счет новых вводов и модернизации

+0,07 руб./кВт.ч.

Фактор сохранения надбавок по вводимым (в пределах 2022 г.) мощностям и продления «не инвестиционных» надбавок

+1,26 руб./кВт.ч.

Рост цены на мощность за счет инвестиционных надбавок по «не введенным» на сегодня мощностям

### Цели основных инвестиционных программ:

- Модернизация тепловой генерации (КОММод) – предотвращение выработки ресурса существующего оборудования
- Строительство атомных станций – экологическая повестка + стратегические задачи РФ
- Строительство ВИЭ-генерации – экологическая повестка
- Модернизация ТЭС в неценовых зонах – повышение экономической эффективности и надежности энергоснабжения отдельных регионов
- Строительство ЭС «Восточного полигона» – стратегические проекты развития регионов

## Вклад реализации инвестиционных программ (промежуточный сценарий - консервативная оценка инвестиций)

Отказ от реализации инвестиционных программ приведет к сдерживанию роста цен: *цена\* в промежуточном сценарии (консервативная оценка инвестиций) превышает аналогичный показатель в сценарии полного отказа от инвестиций на 4-5% (в среднем за 2023 – 2035 гг.)*

Однако отказ от инвестиций будет иметь негативные последствия для **надежности, энергобезопасности, реализации** намеченных стратегических проектов по развитию территорий Дальнего Востока, реализации экологической повестки

**+ 0,23 руб./кВт.ч.**

Прирост цены\* в 2035 году в «промежуточном» сценарии к уровню сценария «максимального отказа»

-0,06 руб./кВт.ч.

Снижение цены РСВ за счет новых вводов и модернизации

+0,02 руб./кВт.ч.

Фактор сохранения надбавок по вводимым (в пределах 2022 г.) мощностям и продления «не инвестиционных» надбавок

+0,27 руб./кВт.ч.

Рост цены на мощность за счет инвестиционных надбавок по «не введенным» на сегодня мощностям

*\* розничная цена в нерегулируемом сегменте для потребителей из распределительных сетей*

### Цели основных инвестиционных программ:

- Модернизация тепловой генерации (КОММод) – предотвращение выработки ресурса существующего оборудования
- Строительство атомных станций – экологическая повестка + стратегические задачи РФ
- Строительство ВИЭ-генерации – экологическая повестка
- Модернизация ТЭС в неценовых зонах – повышение экономической эффективности и надежности энергоснабжения отдельных регионов
- Строительство ЭС «Восточного полигона» – стратегические проекты развития регионов

Для ряда регионов негативные ценовые последствия характерны именно для сценария максимального отказа от надбавок

- В текущей модели ценообразования существенная часть нагрузки по компенсации расходов, формируемых электроэнергетикой отдельных территорий, осуществляется за счет потребителей ценовых зон оптового рынка.
- Это определяет негативные последствия сценария отказа от надбавок для данных территорий

#### КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

Сценарий «максимального отказа» при возврате компенсации инвестиционной составляющей «в регион» приведет к росту конечной цены для «прочих» потребителей **в 3,4 раза**

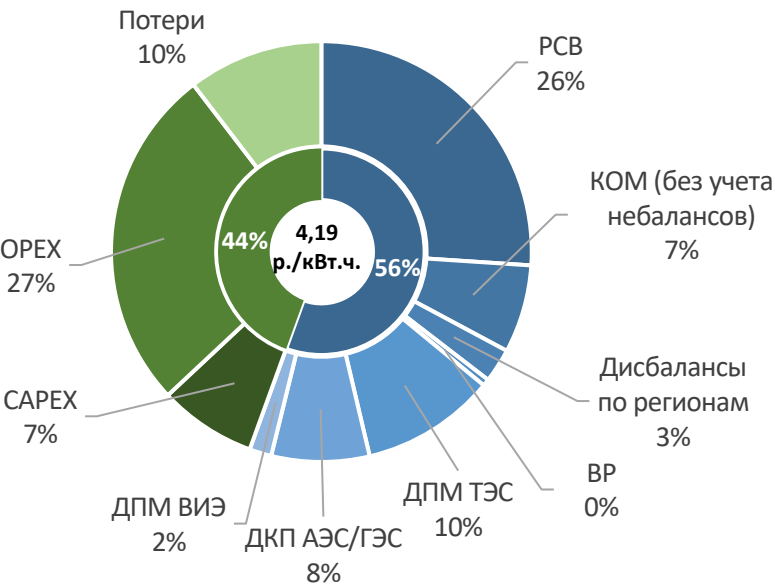
#### ИЗОЛИРОВАННЫЕ ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЕ РЕГИОНЫ

Сценарий «максимального отказа» при возврате компенсируемой части выручки «в регион» приведет к росту конечной цены для «прочих» потребителей **от 30% до 5 раз в зависимости от территории**

Сдерживания роста цен для промышленных потребителей можно достичь за счет минимизации перекрестного субсидирования

Структура цены на электроэнергию в 2020 г.

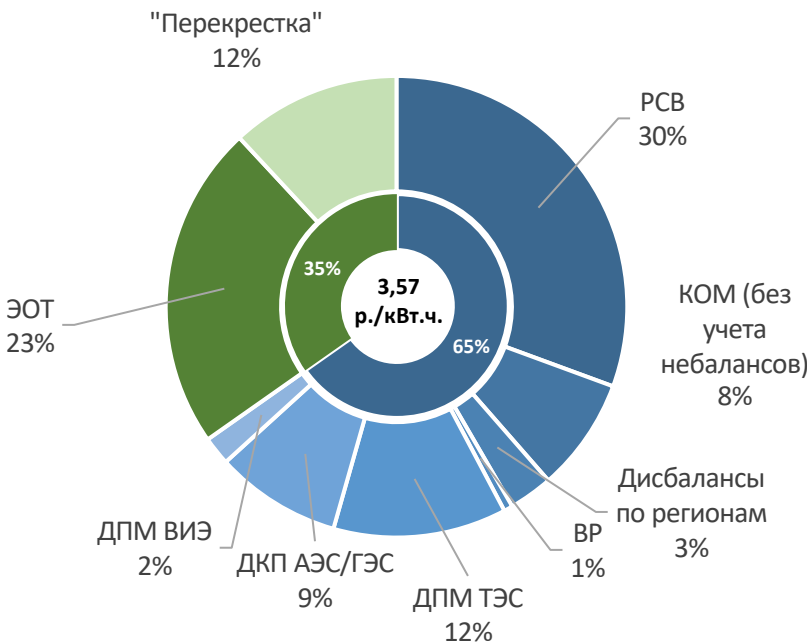
«Прочие» потребители в нерегулируемом сегменте, при среднем тарифе на передачу



8%

доля «сетевого» ПС в обороте отрасли

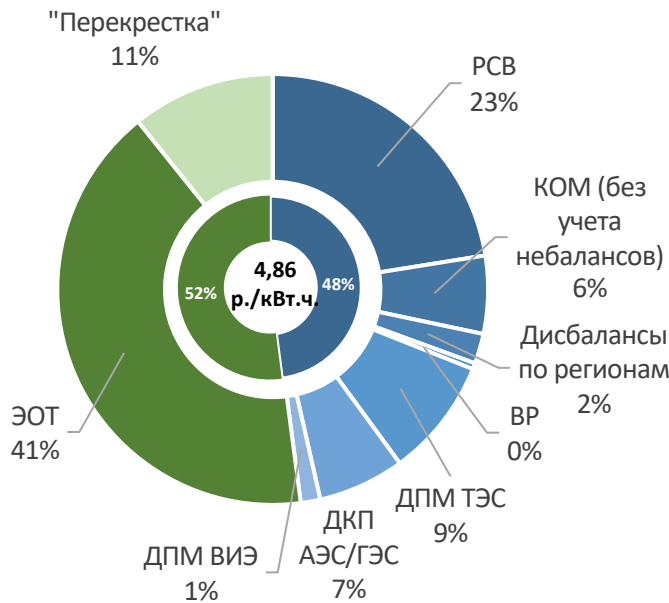
«Прочие» потребители, подключенные на ВН



12 млрд. руб.

недоплата «прочими» потребителями по РД

«Прочие» потребители, подключенные на СН2



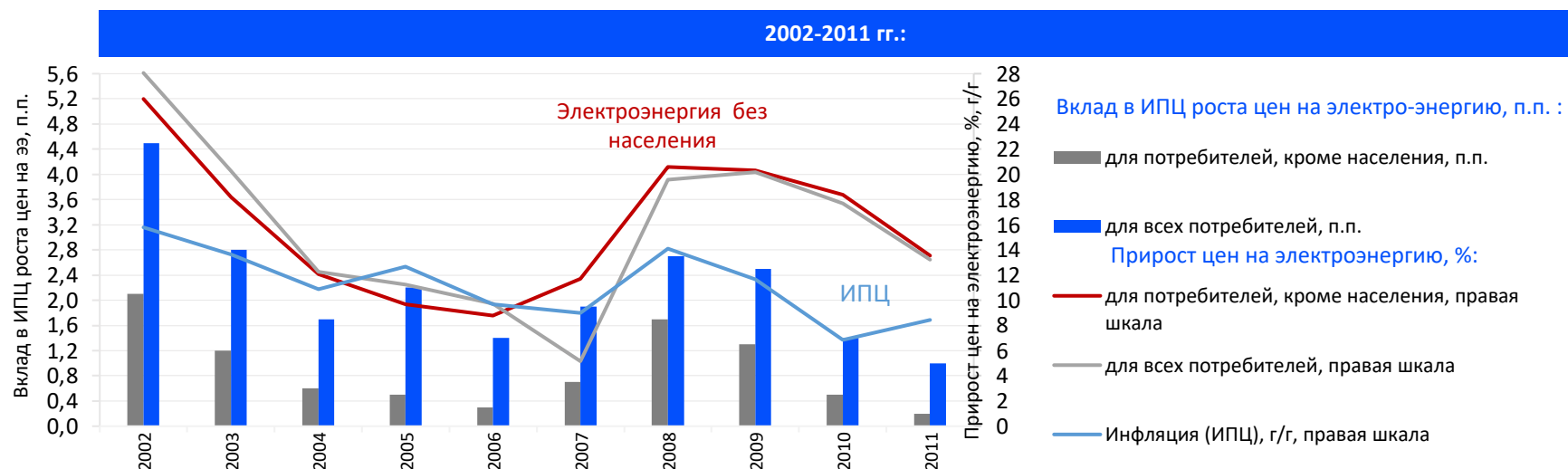
■ Генерация ■ Передача

Источник: без учета сбытовой и инфраструктурной составляющих

# Макроэкономические эффекты реализации инвестиционных программ на горизонте до 2035 года

- Влияние прогнозируемой ценовой динамики в электроэнергетике на инфляцию
- Влияние реализации инвестиционных программ на промышленное производство и издержки потребителей
- Влияние прогнозируемой ценовой динамики на экономику регионов

## При всех сценариях прогнозируемого роста цен на электроэнергию ожидаемое влияние на инфляцию минимально

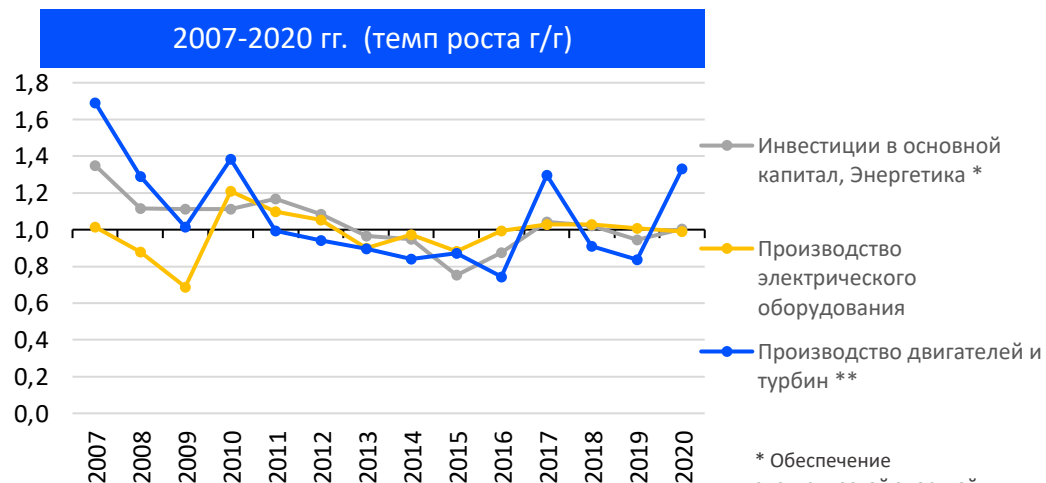


В инфляцию рост цен на электроэнергию транслируется по двум каналам:

1. Непосредственно через коммунальные услуги (оплата электроснабжения и пр.)
2. Через затраты покупателей электроэнергии

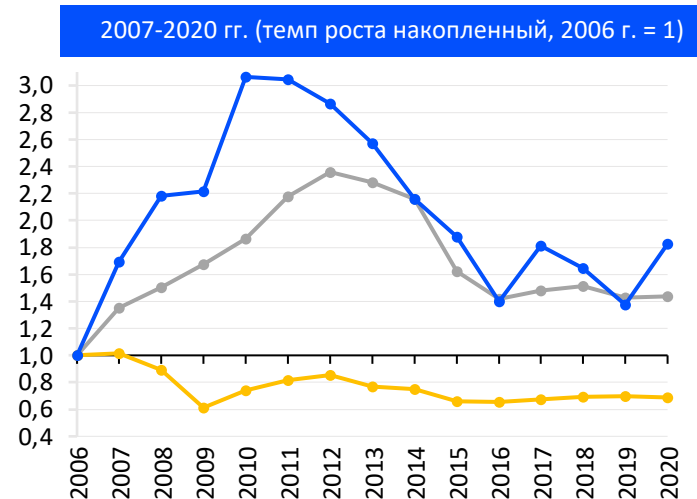
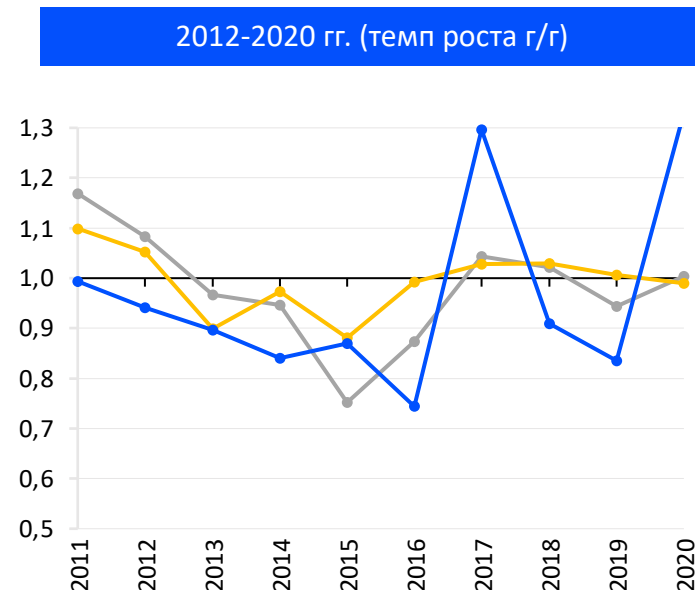
- Размер вклада роста цен в инфляцию зависит от размера роста цен. Временной лаг влияния – 6-8 месяцев
- Согласно исследованиям, на 1% роста цен на электроэнергию инфляция увеличивается на 0,08-0,12 проц.пункта. Эластичность увеличивается с более высокими темпами роста цен на ээ.
- С 2017 г вклад роста цен на электроэнергию (4-6 % г/г) вносит в инфляцию не более 0,4 проц.п. При этом рост цен на ээ для потребителей кроме населения не превышал 0,2 проц.п.
- Прогнозируемый среднегодовой рост цен на эл/энергию на период 2021-2035 – в пределах 4% в год.
- Что дает минимальный вклад в инфляцию. Разница между вариантами в пределах статистической погрешности

## Инвестиции в Электроэнергетику вносят заметный вклад в объем промышленного производства смежных отраслей

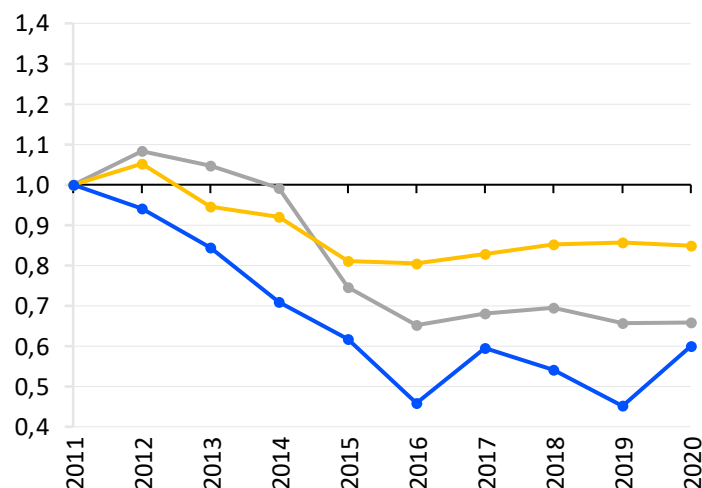


\* Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха

\*\* Кроме авиационных, автомобильных и мотоциклетных двигателей (ОКВЭД 28.11)



**2012-2020 гг. (темп роста накопленный, 2011 г. = 1)**

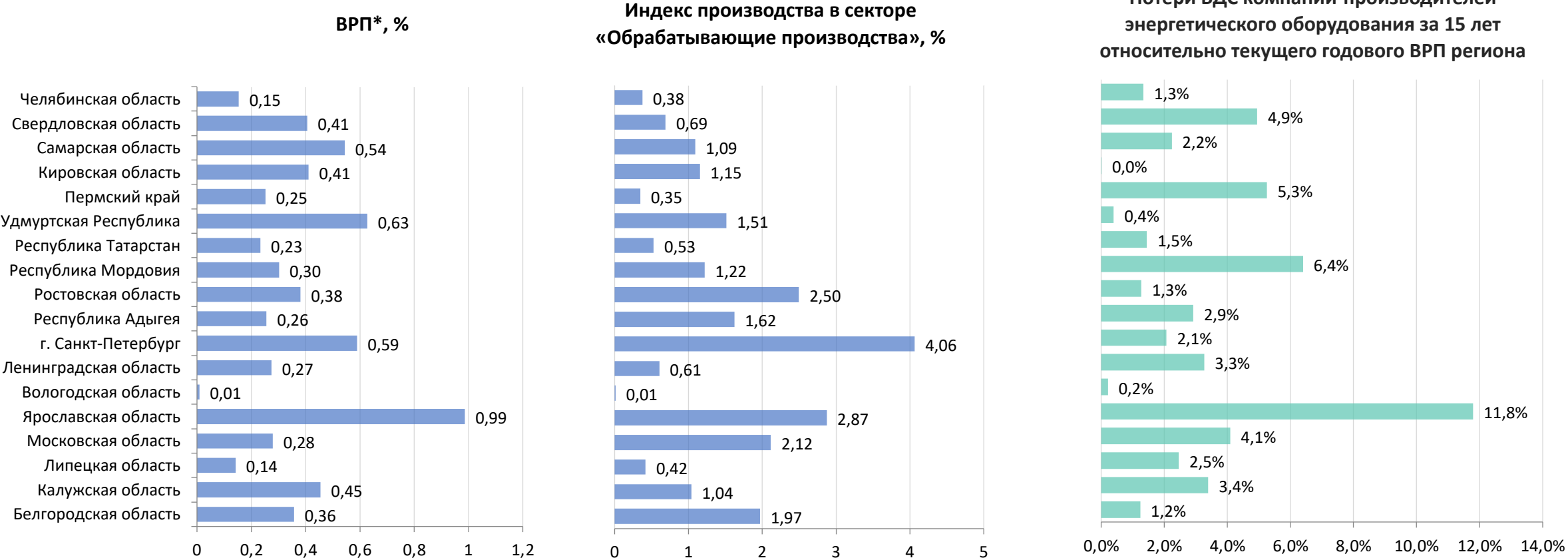


- Доля инвестиций «Обеспечения электроэнергией, газом, паром ..» (E/D) в Инвестициях ОК РФ – существенна от 5,5-8,7%
- Машины и оборудование составляют примерно половину капитальных вложений Электроэнергетики (в производстве электроэнергии выше - 50-57%).
- Отдельные производства машиностроения и ряда других обрабатывающих производств значительно зависят от динамики инвестиций в Электроэнергетике. Особенно заметна эта зависимость с 2012 года.
- По оценке коэффициент корреляции – примерно 0,75 (с временными лагами от 1 до 3-4 лет).

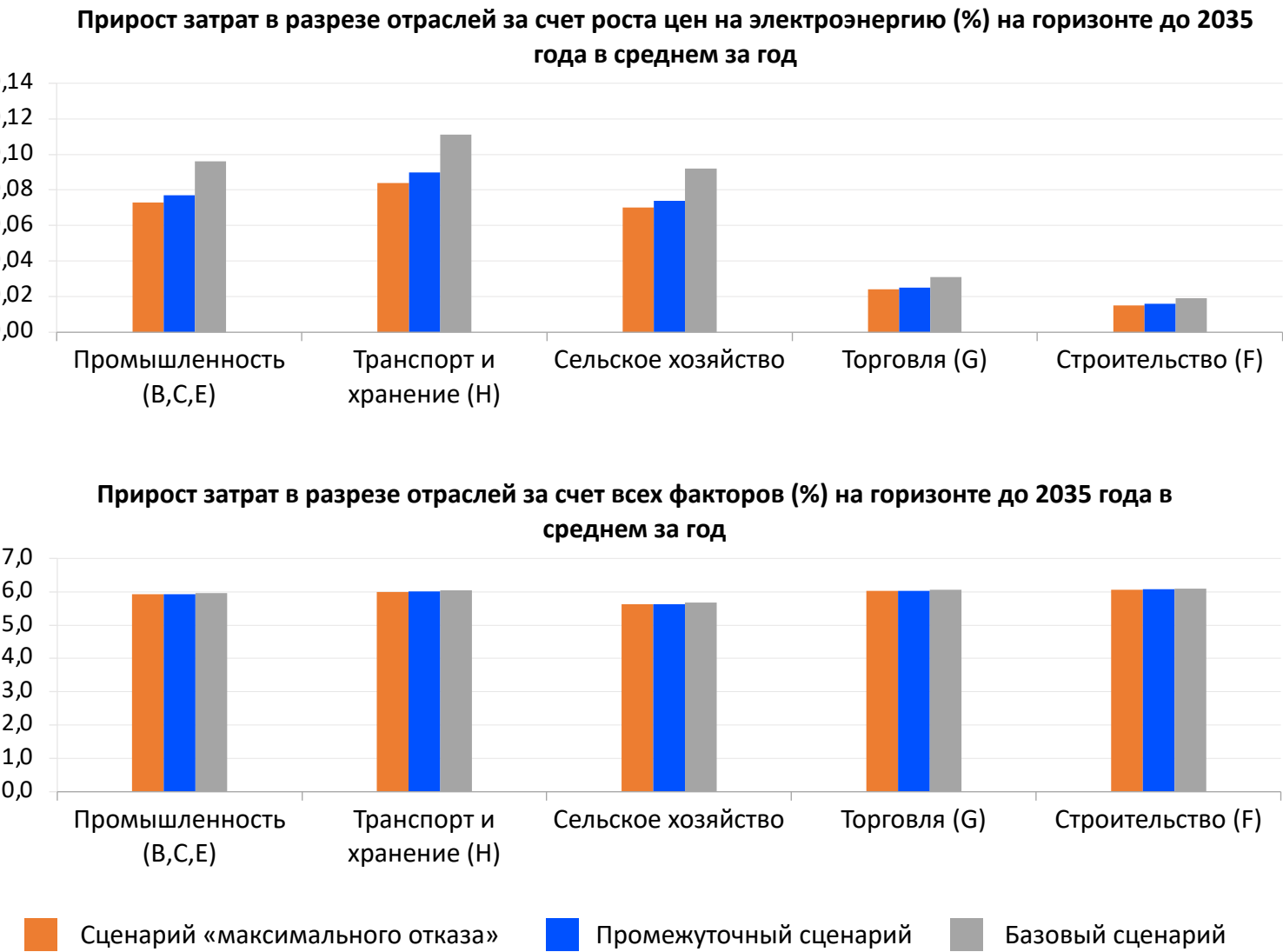


Отказ от инвестиций в генерацию может стоить отдельным регионам до 4% роста производства в обрабатывающей промышленности и почти 1% роста ВРП в ближайшие 15 лет

Ухудшение прогнозного ВРП и индекса производства при отказе от инвестиций (в сумме за 15 лет)



Влияние повышения цен на электроэнергию во всех сценариях на затраты потребителей, норму прибыли и прочим показателям несущественно



Среднегодовой рост цен на электроэнергию для потребителей кроме населения (2021 -2035 гг.) в прогнозируемых по всем сценариям значениях

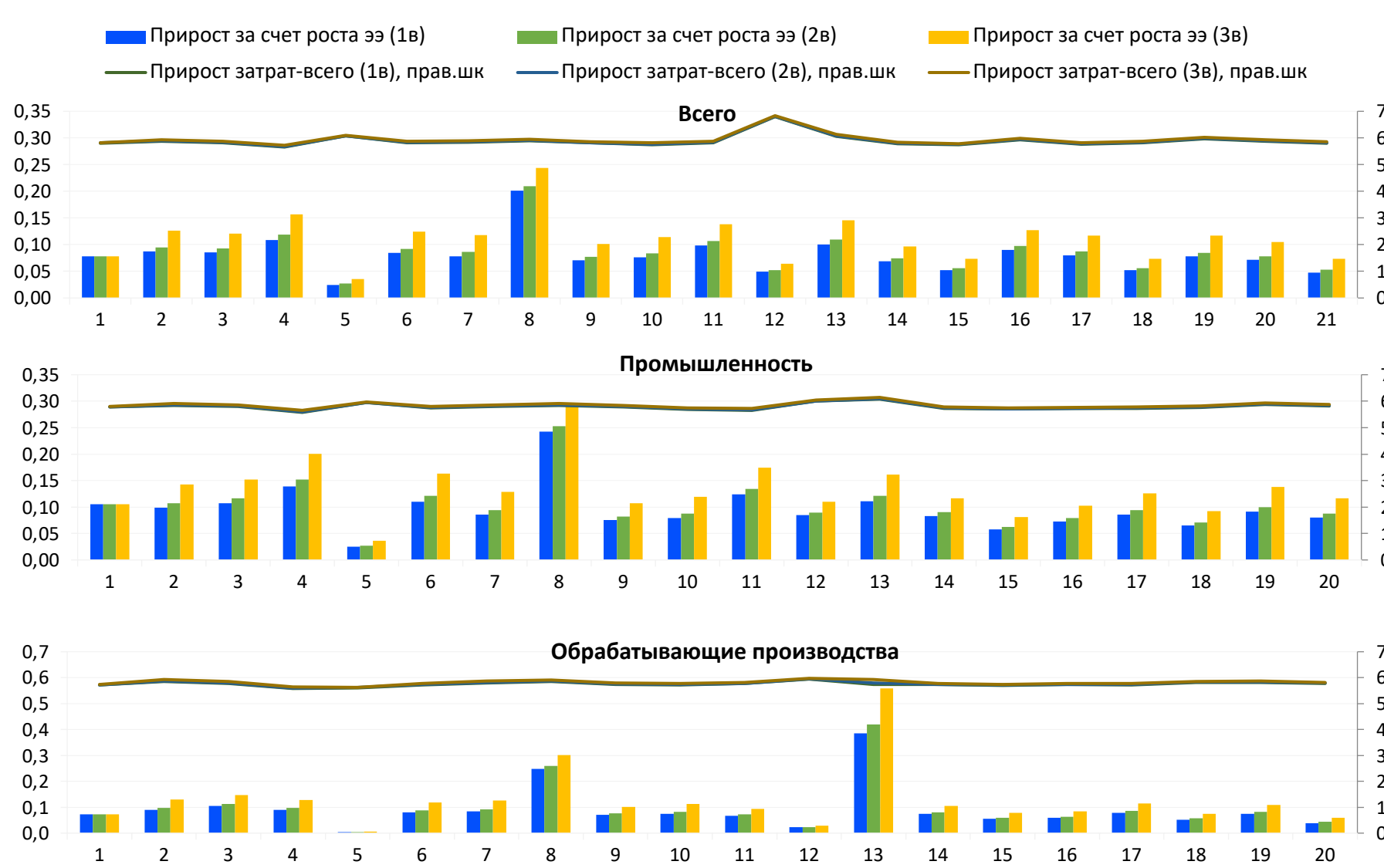
- Дает минимальный прирост затрат в экономике,
- Составляет минимальную долю (1-2% ) в общем приросте издержек с учетом параметров прогнозов СЭР на 2022-2024 и до 2036 г.

Максимальная разница прироста расходов на электроэнергию между сценариями составляет менее 0,02 процентных пункта в среднем у промышленных и прочих потребителей в реальном секторе.

Столь несущественные приросты затрат на электроэнергию по всем сценариям окажут минимальное влияние на рентабельность

Рост издержек за счет электроэнергетической составляющей в 2021-2035 годах ежегодно будет снижать норму прибыли в добывающей и обрабатывающей промышленности всего на 0,05-0,06 процентных пункта

Влияние повышения цен на электроэнергию во всех сценариях на затраты в региональном разрезе также незначительно



- 1.Карачаево-Черкесская Республика (СКФО)
- 2.Кировская область (ПФО)
- 3.Новгородская область (СЗФО)
- 4.Белгородская область (ЦФО)
- 5.Ямало-Ненецкий АО (УФО)
- 6.Ставропольский край (СКФО)
- 7.Чувашская Республика (ПФО)
- 8.Республика Карелия (СЗФО)
- 9.Костромская область (ЦФО)
- 10.Рязанская область (ЦФО)
- 11.Орловская область (ЦФО)
- 12.Республика Калмыкия (ЮФО)
- 13.Ханты-Мансийский АО (УФО)
- 14.Смоленская область (ЦФО)
- 15.Вологодская область (СЗФО)
- 16.Брянская область (ЦФО)
- 17.Челябинская область (УФО)
- 18.Пензенская область (ПФО)
- 19.Омская область (СФО)
- 20.Ярославская область (ЦФО)
- 21.Курганская область (УФО)

Разница в росте затрат на электроэнергию между 1 и 3 варианта минимальна и не ощутима для потребителей.

# Зарубежный опыт стимулирования инвестиционного развития и преодоления рыночных дисбалансов

- Объемы ценовой поддержки в странах ОЭСР
- Механизмы тарифной гибкости в странах ОЭСР
- Соотношения цен на электроэнергию для различных типов потребителей в странах ОЭСР

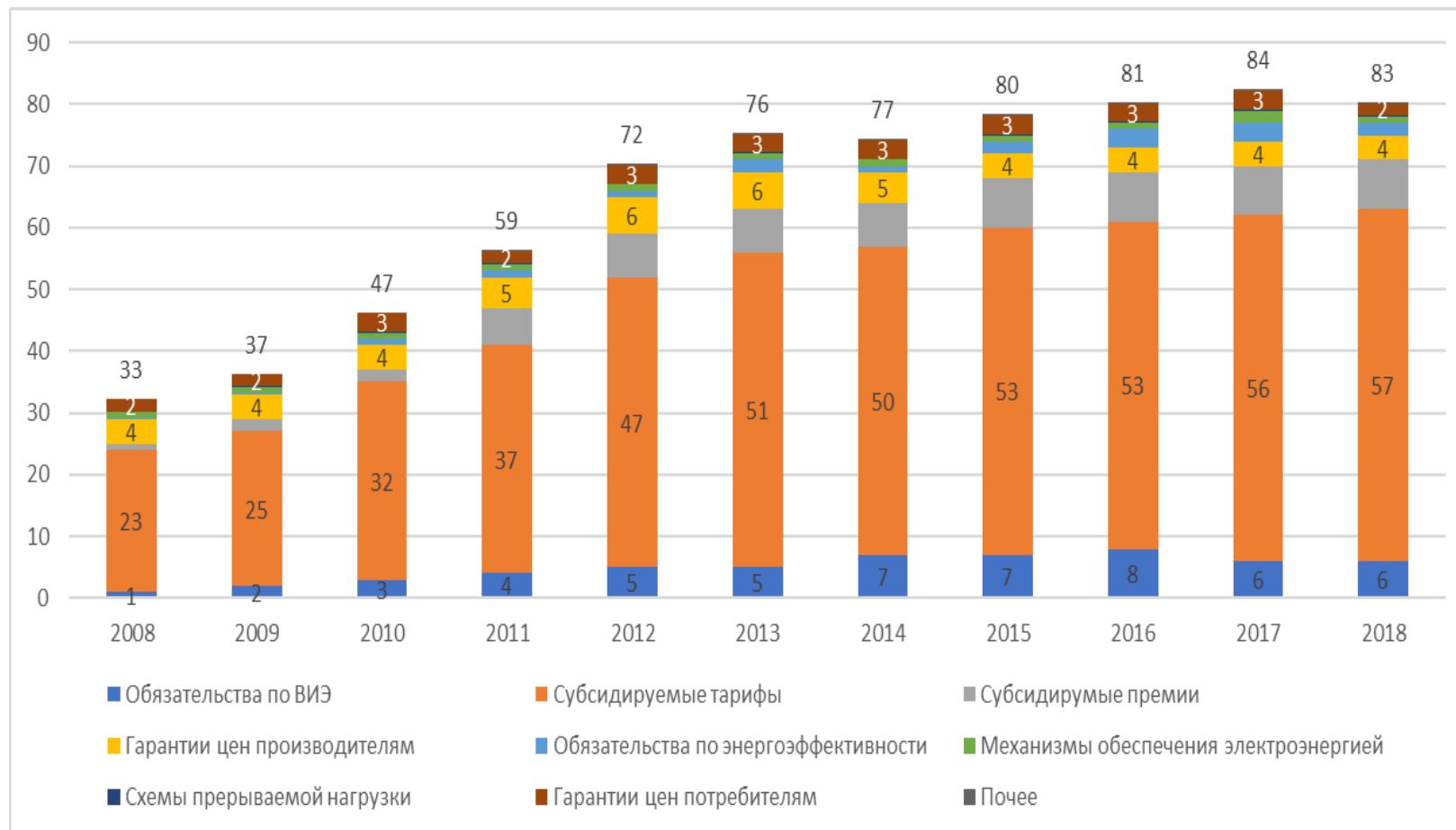
Доля энергетических платежей\* существенна и находится в пределах от 3 до 54% от уровня конечной цены на розничном рынке



\*Энергетические платежи, взимаемые государством (так называемая налоговая составляющая), включают в себя различные налоги на потребление электрической энергии: акцизы, сборы и иные платежи на финансирование мер энергетической, экологической и климатической политики

Для зарубежных стран характерно использование механизмов гарантированной поддержки, в том числе инвестиционной

Ценовая поддержка (поддержка доходов) в странах ЕС по типам (в млрд евро, за период с 2008 по 2018 годы, в ценах 2018 года)



Цели энергетической политики, реализуемые с использованием поддерживающих механизмов в зарубежных странах:

- финансирование мер по борьбе с изменением климата;
- компенсацию расходов регионам с высокой стоимостью распределения электроэнергии;
- на развитие возобновляемой энергетики

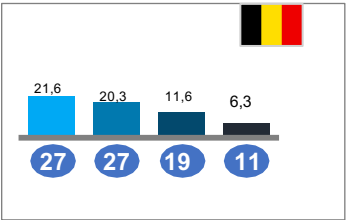
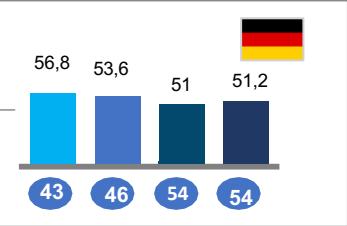
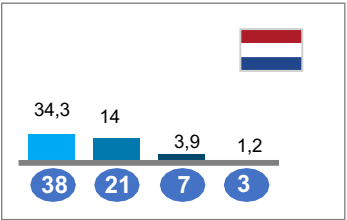
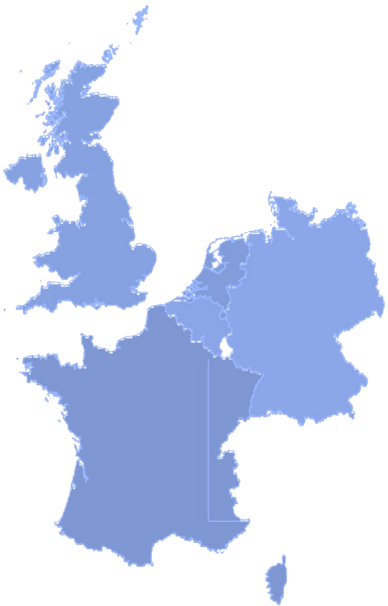
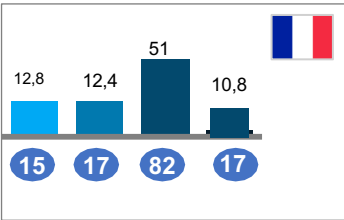
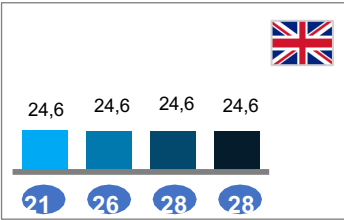
В зарубежных странах финансирование данных направлений осуществляется с использованием энергетических платежей и льгот.

Энергетические платежи могут взиматься операторами электрических сетей (то есть они часто выступают платежными (налоговыми) агентами).

Составляющая энергетических платежей\* в конечной цене электроэнергии у европейских промышленных потребителей менее дифференцирована по профилям потребления (но дифференцирована по энергоемкости выпускаемой продукции и отраслям)

Энергетические платежи являются важным элементом «тарифной гибкости»

|                          | Профили потребителей |       |               |       |
|--------------------------|----------------------|-------|---------------|-------|
|                          | E1                   | E2    | E3            | E4    |
| Потребление<br>Млн кВт*ч | 10                   | 25    | 100           | 500   |
| ЧЧИ<br>Часов             | 5 000                | 5 000 | 7 692         | 8 000 |
| Напряжение<br>кВ         | 26-36                | 30-70 | ≥150          | ≥ 150 |
| Сети                     | Распределит.         |       | Магистральные |       |
| Мощность<br>МВт          | 2                    | 5     | 13            | 62,5  |



Доля в конечной цене э/э, проценты



Сетевые тарифы для промышленности, 2019 г., евро/МВт\*ч  
\* Энергетические платежи (налоги на потребление, сборы и платежи на финансирование энергетической и климатической политики)

Практика ценовых искажений, аналогичных используемому в России принципу перекрестного субсидирования, в развитых странах наблюдается редко





Альтернативные механизмы  
финансирования инвестиционных  
решений и социально-  
ориентированных инициатив

Идеологическая возможность применения  
альтернативных механизмов финансирования  
инвестиционных программ и дисбалансов



Подходит



Подходит через механизм зеленых  
сертификатов, торгуемых на  
долгосрочную перспективу



Подходит, но последствия таковы,  
что скорее всего затраты понесут  
региональные бюджеты



Подходит с оговорками (частично)

| Альтернативный механизм              |        |                                           |                         |                                              |
|--------------------------------------|--------|-------------------------------------------|-------------------------|----------------------------------------------|
|                                      | Бюджет | Целевой<br>энергетический<br>налог (сбор) | «Адресные»<br>механизмы | Изменение<br>модели рынка<br>(рост цены КОМ) |
| КОММод                               |        |                                           |                         |                                              |
| ДПМ ВИЭ                              |        |                                           |                         |                                              |
| КОМ НГО<br>(вкл. Бодайбо)            |        |                                           |                         |                                              |
| ДКП АЭС                              |        |                                           |                         |                                              |
| Модернизация НЦЗ                     |        |                                           |                         |                                              |
| Восточный полигон<br>(кроме Бодайбо) |        |                                           |                         |                                              |
| Выравнивание ДВ                      |        |                                           |                         |                                              |
| Построенные мощности<br>Калининград  |        |                                           |                         |                                              |
| Построенные мощности<br>Крым         |        |                                           |                         |                                              |

## Возможные альтернативные механизмы финансирования инвестиционных программ и дисбалансов (с учетом международного опыта)

### Сегодня и в обозримой перспективе

Абсолютное большинство инвестиционных программ и региональных дисбалансов компенсируется за счет потребителей «рыночной зоны» (даже если проекты выполняются для потребителей, не относимых к «рыночной зоне») с сомнительной «справедливостью» распределения нагрузки между 1 и 2 ценовыми зонами

### Альтернативы такому подходу к компенсации инвестиционных издержек и региональных дисбалансов (обобщенно):

- Бюджетное финансирование (невозвратное - гранты) или льготное кредитование – в первую очередь для социально обусловленных проектов и дисбалансов, территориального развития. Также подходит для проектов стратегического развития экономики РФ, энергобезопасности (КНР, ЕС - проекты общего интереса и территориального развития в странах членах ЕС, страны Латинской Америки)
- Программы, финансируемые за счет целевого энергетического платежа (сбора): надбавка к цене киловатт-часа, применяемая конечной розничной цене для потребителей, круг которых определяется по отдельному принципу – в первую очередь подходит для решения общенациональных задач (экология, стратегическое развитие экономики, энергобезопасность). Позволяет освобождать отдельные категории потребителей от таких платежей (например, энергоемких потребителей, в том числе экспортеров, при условии экологической направленности программ - страны Европейского Союза)
- Договорные (контрактные) механизмы с условиями take or pay (доминирующую часть затрат компенсируют те потребители, в интересах которых осуществляется инвестирование) – в первую очередь подходит для крупного нового строительства. Может быть включен в модели государственно-частного партнерства (например, в модели BOOT – Build-Own-Operate-Transfer или другие аналогичные модели \*ВО\*\*). Используется в США (частные инвестиционные контракты), а также в рамках моделей ГЧП в странах Латинской Америки. Также часто в рамках корпоративных договоров на покупку энергии (Power Purchase Agreements- PPA) в США, ЕС и в странах Азии.
- Изменение модели рынка (создание ценового сигнала для потенциальных инвесторов к инвестированию в проекты нового строительства и модернизации, такое изменение рыночной модели потребует увеличения цены конкурентного отбора мощности и синхронного изменения требований к поставляемой мощности).

### Кроме того

Международная практика богата механизмами стимулирования участия институциональных инвесторов (Пенсионных фондов, страховых компаний, фондов и банков) через создание специальных моделей. Практикуются налоговые льготы.

# Заключение

## Выводы

### Использование существующих инвестиционных (и иных нерыночных) надбавок на ОРЭМ

- Сложившаяся модель обусловлена необходимостью компенсации «провалов» рынка, не позволяющих решать актуальные задачи инфраструктурного и регионального развития
- Реализация крупных ИПР не привела к ограничению развития конечных потребителей, создав задел для удовлетворения нужд растущей экономики и развития конкуренции
- Ценовая нагрузка инвестиционных надбавок оптового рынка сопоставима с ценовой нагрузкой от перекрестного субсидирования, продиктованного исключительно социальными мотивами

### Использование инвестиционных надбавок на ОРЭМ в перспективе

- Позволит решить актуальные инвестиционные задачи без чрезмерной ценовой нагрузки на потребителей
- Не окажет значимого негативного влияния на социально-экономические показатели в целом для экономики и для отдельных регионов
- Не является исключительно российской спецификой. Практика ценовой поддержки характерна для многих стран ОЭСР
- Реализация намеченных инвестиционных программ за счет альтернативных источников возможна, однако потребует определенных трансформаций ценообразования и рыночных правил.
- Такая трансформация позволит снизить ценовую нагрузку на всю совокупность потребителей только в случае интенсивного задействования механизмов бюджетного финансирования. В противном случае речь будет идти лишь о перераспределении нагрузки между различными типами потребителей.