



АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЦЕН И ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ НА РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ РОССИИ И РЕГИОНОВ

Доклад НИУ ВШЭ



ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Москва, 2022

**К XXIII Ясинской
(Апрельской)
международной
научной конференции
по проблемам развития
экономики и общества**

2022 г.

ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЦЕН И ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ НА РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ РОССИИ И РЕГИОНОВ

Доклад НИУ ВШЭ



Издательский дом
Высшей школы экономики
Москва, 2022

УДК 330.322:621.31

ББК 65.263+31.27

A64

Доклад подготовлен Институтом экономики и регулирования
инфраструктурных отраслей Национального исследовательского
университета «Высшая школа экономики»

Научный редактор:

Е.В. Яркин

Авторы:

*И.А. Долматов, С.В. Сасим, М.А. Панова, Т.А. Гасс, Е.М. Нахимовская,
И.В. Маскаев, Р.В. Конченко, Е.В. Яркин*

A64 **Анализ влияния цен и инвестиций в электроэнергетике на развитие экономики России и регионов [Текст] :** докл. к XXIII Ясинской (Апрельской) междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества, Москва, 2022 г. / Е. В. Яркин (науч. ред.) ; И. А. Долматов, С. В. Сасим, М. А. Панова и др. ; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». — М. : Изд. дом Высшей школы экономики, 2022. — 41 с. — ISBN 978-5-7598-2638-5 (в обл.). — ISBN 978-5-7598-2458-9 (e-book).

В докладе представлены основные результаты исследования, посвященного анализу влияния инвестиционных программ субъектов электроэнергетики на ценовую нагрузку и социально-экономические показатели развития. Представлен ретроспективный анализ влияния реализации крупных инвестиционных программ генерирующих компаний на макроэкономические показатели и уровень роста конечных цен.

В рамках проведенного исследования на основе статистических данных и применения эконометрических подходов проанализированы: мультиплицирующий эффект инвестиций, ценовые и отраслевые последствия отказа от инвестиционных надбавок в электроэнергетике, макроэкономические эффекты реализации инвестиционных программ на горизонте до 2035 г., зарубежные опыт стимулирования инвестиционного развития электроэнергетики и способы преодоления рыночных дисбалансов. Кроме того, выработаны альтернативные механизмы финансирования инвестиционных решений и социально ориентированных инициатив.

Результаты проведенного исследования будут способствовать принятию взвешенных решений относительно дальнейшего развития электроэнергетики и совершенствования архитектуры рыночных отношений в отрасли.

УДК 330.322:621.31

ББК 65.263+31.27

Опубликовано Издательским домом Высшей школы экономики
<http://id.hse.ru>

ISBN 978-5-7598-2638-5 (в обл.)
ISBN 978-5-7598-2458-9 (e-book)

© Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Резюме доклада	4
Введение	11
I. Ретроспективный анализ ценовой динамики	15
Рост цен для конечных потребителей	15
Доступность электроэнергии	17
Влияние цен на энергоемкие производства, включая экспортоориентированные	20
II. Мультиплицирующий эффект инвестиций в электроэнергетику	23
III. Ценовые и отраслевые последствия отказа от инвестиционных надбавок	24
IV. Макроэкономические эффекты реализации инвестиционных программ в прогнозном периоде (до 2035 г.)	28
Влияние прогнозной ценовой динамики в электроэнергетике на инфляцию	28
Влияние реализации инвестиционных программ в электроэнергетике на динамику промышленного производства отдельных отраслей	28
Влияние прогнозной ценовой динамики в электроэнергетике на российскую промышленность	32
Влияние прогнозной ценовой динамики в электроэнергетике на экономику регионов	33
V. Зарубежный опыт стимулирования инвестиционного развития и преодоления рыночных дисбалансов	35
VI. Альтернативные механизмы финансирования инвестиционных решений и социально ориентированных инициатив	37
Заключение	39
Авторы доклада	40

РЕЗЮМЕ ДОКЛАДА

Установленные на рынке мощности инвестиционные надбавки (платежи, обеспечивающие гарантированный возврат стоимости строительства и эксплуатации новых объектов генерации), действовавшие в 2021 г., составляют 20% одноставочной цены для конечных потребителей на розничном рынке электроэнергии. Существование данных надбавок стало единственным возможным инструментом стимулирования реализации инвестиционных программ в условиях сформированной модели энергорынка: совокупность сдерживающих механизмов рыночной модели не позволила иным образом сформировать для инвесторов ценовые сигналы, стимулирующие к масштабному инвестированию в строительство новых мощностей.

Завершение инвестиционного цикла, реализованного через механизм Договоров о предоставлении мощности (ДПМ) в генерации, требует оценки возможности и последствий снижения стоимости электрической энергии для конечного потребителя за счет сокращения инвестиций в генерирующие объекты. При этом необходим комплексный анализ последствий указанного снижения, включающий оценку:

- последствий для социально-экономического развития регионов;
- развития отраслей промышленности и экономики в целом;
- влияния сокращения инвестиций на развитие энергетического машиностроения.

Кроме того, необходимо учесть вызовы, стоящие перед электроэнергетикой, требующие стабильных источников финансирования, и накопившиеся проблемы. В частности, следует обратить внимание:

- на необходимость модернизации генерирующего оборудования;
- потребность в развитии атомной энергетики;
- потребность в развитии возобновляемых источников энергии;
- обеспечение энергетической безопасности России;
- развитие территории Дальнего Востока.

Объем инвестиционных надбавок, замещающих инвестиционные механизмы, срок которых истекает в 2023 г., составит от

20 до 22% в одноставочной цене розничного потребителя в перспективе до 2035 г. Отказ от этих надбавок с целью снижения стоимости электроэнергии потребует либо отказаться от решения актуальных задач отраслевого развития, либо сформировать альтернативный финансовый источник.

Для принятия взвешенного решения требуется системное изучение влияния инвестиций и цен в электроэнергетике на экономику. Мы провели исследование, результаты которого представлены в настоящем докладе. В рамках исследования был выполнен ретроспективный анализ и даны прогнозные оценки. При этом выводы о влиянии ценовой динамики и инвестиций в электроэнергетике на экономику сделаны на основе сравнения прогнозных оценок показателей экономического развития на перспективу до 2035 г. в трех сценариях:

- базовый сценарий, предполагающий реализацию намеченных инвестиционных программ и сохранение существующих территориальных дисбалансов (в отдельных случаях — с продлением);
- промежуточный сценарий, предполагающий реализацию только тех инвестиционных проектов (конкретных энерго мощностей), по которым на 31 декабря 2022 г. зафиксированы (будут зафиксированы) обязательства государства (регуляторов энергорынка), отказ от продления механизмов поддержки отдельных территорий после окончания предусмотренных на сегодняшний день сроков;
- сценарий максимального отказа от надбавок, предполагающий отказ от гарантирования цен на мощность по всем объектам, которые по состоянию на 31 декабря 2022 г. не введены в эксплуатацию, отказ с 2023 г. от механизмов поддержки отдельных территорий.

Анализ **ретроспективной** динамики цен и ключевых показателей социально-экономического развития позволил сделать следующие основные выводы.

1. Опережающий инфляцию рост цен на электроэнергию имел место до 2012 г. на фоне проводимой политики по стимулированию энергосбережения и сокращению дисбалансов между ценами топлива. С 2012 г. рост цен на электроэнергию стал отставать от инфляции за счет комплекса сдерживающих мер правительства Российской Федерации. Сдержанный рост цен на электроэнергию

в период с 2012 по 2019 г., наряду с повышением энергоэффективности потребителей в период опережающего роста до 2011 г. включительно, отразился на динамике издержек потребителей — доля прямых затрат на электроэнергию в промышленности также стала снижаться.

2. За период исследования (с 2007 по 2019 г.) во всех обследуемых отраслях наблюдалась устойчивая тенденция сокращения доли затрат на электроэнергию в издержках на производство продукции. При этом во всех отраслях экономики (кроме торговли) к 2019 г. наблюдалось отставание роста затрат на электроэнергию от роста остальных затрат. В период 2012–2019 гг. динамика затрат на электроэнергию на 1 руб. продукции отставала от динамики доли электрозатрат в общих издержках. Это свидетельствует о перераспределении финансовых потоков от субъектов электроэнергетики в пользу промышленных потребителей. С 2007 по 2019 г. объемы промышленного производства увеличились на 21%, тогда как потребление электроэнергии за этот период практически не изменилось (в 2019 г. снижение составило 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, ценовая динамика на электроэнергию не была ограничивающим фактором для развития конечных потребителей, в том числе промышленного производства, а влияние электроцен на экономическое развитие конечных потребителей, в том числе на промышленность, снизилось (электроэнергия стала доступнее).

3. Инвестиции в электроэнергетику являются существенным драйвером для роста выпуска в экономике. Так, объем инвестиций в данный сектор, в среднем в размере 1% ВВП в год, порождает выпуск в экономике, равный 2,5–2,6% ВВП (краткосрочные + долгосрочные эффекты). Из них примерно 0,6–0,7% ВВП в год — это краткосрочные эффекты, то есть это дополнительный рост ВВП, обеспеченный дополнительным приростом выпуска с целью удовлетворения спроса в отраслях машиностроения и строительства. Эффект может быть усилен за счет реализации программы импортозамещения.

Ценовые и отраслевые последствия отказа от инвестиционных надбавок в перспективе могут быть охарактеризованы следующим образом.

1. Темп роста конечной цены даже в базовом сценарии (максимальный объем поддерживаемых инвестиций) не достигает уровня накопленной инфляции (по ИПЦ), предусмотренного прогнозом социально-экономического развития. По результатам сценарного моделирования, абсолютное отклонение конечной цены на конец горизонта прогноза (в 2035 г.) в базовом сценарии от сценария максимального отказа от надбавок составит 1,22 руб./кВт·ч. Реализация только тех инвестиционных проектов (конкретных энерго мощностей), по которым по состоянию на 31 декабря 2022 г. зафиксированы (будут зафиксированы) обязательства государства (регуляторов энергорынка), дает еще менее ощутимый вклад в прирост конечной цены. Так, абсолютное отклонение конечной цены на конец горизонта прогноза (в 2035 г.) в промежуточном сценарии от сценария максимального отказа от надбавок составит 0,23 руб./кВт·ч. В этом сценарии итоговый уровень прогнозной цены в 2035 г. составит 6,52 руб./кВт·ч.

2. Отказ от механизмов инвестиционной поддержки на рынке мощности без привлечения альтернативных источников финансирования предполагает отказ от достижения следующих целей соответствующих инвестиционных программ:

- предотвращение выработки ресурса существующего оборудования тепловой генерации;
- достижение параметров экологической повестки;
- достижение планов развития атомной энергетики и реализации экспортного потенциала наукоемких технологий;
- формирование перспективного рынка наукоемких технологий в области возобновляемой энергетики;
- повышение экономической эффективности и надежности энергоснабжения отдельных регионов;
- обеспечение инфраструктурой стратегических проектов регионального развития.

Применительно к вопросу об альтернативных вариантах снижения цен целесообразно отметить существенный потенциал сдерживания роста цен для промышленных потребителей за счет минимизации перекрестного субсидирования.

Макроэкономические эффекты реализации инвестиционных программ в прогнозном периоде (до 2035 г.) оцениваются следующим образом.

1. При всех вариантах прогнозируемого роста цен на электроэнергию, определенным по результатам сценарного моделирования, ожидаемое влияние на инфляцию минимально. Разница между вкладом в инфляцию находится в пределах статистической погрешности. Реализация всех намеченных механизмов инвестиционной поддержки при прогнозируемых среднегодовых параметрах роста цен на электроэнергию с исключением вклада роста коммунальных тарифов практически не скажется на инфляции.

2. Инвестиции в электроэнергетику оказывают влияние как на динамику производства продукции машиностроения, строительства и других, так и на добавленную стоимость в этих отраслях. Доля продукции для нужд электроэнергетики в объеме производства машиностроительной продукции составляет 12,5–15%, и ее рост в прогнозируемых темпах до 2035 г. будет вносить 0,3–0,4 процентного пункта в динамику производства машиностроения в базовом сценарии (максимальная поддержка инвестиций).

В региональном разрезе влияние данного фактора более ощутимо. Сценарное моделирование показало, что отказ от инвестиций в генерацию может стоить отдельным регионам до 4% роста производства в обрабатывающей промышленности и других отраслях экономики и почти 1% роста ВРП в ближайшие 15 лет.

3. Сценарное моделирование показывает, что влияние повышения цен на электроэнергию по всем вариантам повышения цен на затраты потребителей, норму прибыли и прочим показателям незначительно. Прирост затрат на электроэнергию во всех видах экономической деятельности в базовом сценарии не является более интенсивным, чем прирост иных затрат. При этом разница в приросте затрат по всем сценариям роста цен на электроэнергию незначительна. Столь незначительные приросты затрат на электроэнергию по всем сценариям окажут минимальное влияние на рентабельность.

Сценарное моделирование также свидетельствует об отсутствии негативного влияния прогнозируемого (в случае реализации намеченных инвестиционных программ) роста цен на электроэнергию на экономику регионов по всем вариантам повышения цен.

Следует отметить, что использование механизмов гарантированной инвестиционной поддержки в том или ином виде характер-

но не только для России, но и повсеместно встречается в практиках регулирования энергорынков других стран. Во многих странах финансирование подобного рода направлений осуществляется с использованием энергетических платежей и льгот. Доля указанных энергетических платежей существенна и находится в пределах от 3 до 54% от уровня конечной цены на розничном рынке. В денежном выражении ценовая поддержка в рамках финансирования различных направлений, в том числе не связанных с развитием энергосистемы, в странах Европейского союза, по данным на 2018 г., составляла 83 млрд евро.

В существующей модели рынка электроэнергии (мощности) сложилась практика, при которой 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 дискуссионным балансом распределения ценовой нагрузки между первой и второй ценовыми зонами оптового рынка электроэнергии (мощности). В докладе рассмотрены возможные альтернативы такому подходу к компенсации инвестиционных издержек и социально ориентированных инициатив (региональных дисбалансов) с учетом международного опыта. По итогам проведенного исследования выявлено, что 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.

Таким образом, проведенное исследование последствий финансирования инвестиционных программ в электрогенерации за счет сохранения созданных механизмов инвестиционного стимулирования позволяет говорить:

- о сравнительно невысоком уровне дополнительной ценовой нагрузки на потребителей;
- отсутствии значимого негативного влияния дополнительной ценовой нагрузки на социально-экономические показатели в пер-

спективе как для экономики в целом, так и на уровне отдельных отраслей и регионов.

При этом отказ от реализации инвестиционных программ не позволит достичь ряда поставленных целей отраслевого и регионального развития, и может иметь ощутимый негативный эффект для социально-экономического развития регионов, экономика которых зависима от деятельности предприятий энергетического машиностроения.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является одной из наиболее важных отраслей, определяющих развитие экономики. От надежного и эффективного финансирования инвестиционных программ в электроэнергетике зависит возможность такого развития, а также способность государства поддерживать обеспеченность граждан и безопасность на современном уровне.

В период 1998–2010 гг. в России наблюдался значительный рост потребления электрической энергии. При этом существенный объем действующей генерации требовал вывода из эксплуатации или модернизации. Очевидно, что для решения этих проблем были необходимы серьезные капитальные вложения в отрасль.

Ответом на рост потребления в России стал запуск в 2011 г. целевой модели долгосрочного рынка мощности. Долгосрочный рынок мощности должен был решить следующие важнейшие задачи, стоящие перед электроэнергетикой и экономикой страны в целом:

- обеспечение надежности поставки электроэнергии потребителям — предупреждение возникновения дефицита в энергосистеме;
- создание стимулов для привлечения инвестиций в строительство новых и модернизацию действующих генерирующих мощностей;
- создание механизмов, обеспечивающих минимизацию совокупной стоимости электрической энергии и мощности для потребителей.

Инвестиционное планирование в энергетике в целом и в секторе генерации в частности имеет ряд особенностей:

- ограниченное число участников рынка;
- высокие барьеры входа на рынок;
- капиталоемкость инвестиций;
- долгосрочный характер инвестиционного процесса;
- низкая эластичность спроса на электроэнергию по цене;
- политизированность тарифного регулирования;
- ориентирование генерирующих компаний преимущественно на внутренний рынок.

Привлечение финансирования в электроэнергетику было реализовано путем введения на оптовом рынке мощности специаль-

ных платежей, обеспечивающих гарантированный возврат стоимости строительства и эксплуатации новых объектов генерации. Указанные инвестиционные надбавки, действовавшие в 2021 г., составляют 20% одноставочной цены для конечных потребителей¹ на розничном рынке. Важно отметить, что существование данных надбавок стало единственным возможным инструментом стимулирования реализации инвестиционных программ в условиях сформированной модели рынка: совокупность сдерживающих механизмов рыночной модели не позволила иным образом сформировать для инвесторов ценовые сигналы, стимулирующие к масштабному инвестированию в строительство новых мощностей.

Завершение инвестиционного цикла, запущенного с внедрением механизма ДПМ² в генерации, поставило перед регулирующими органами и правительством Российской Федерации задачу оценки возможности и последствий снижения стоимости электрической энергии для конечного потребителя за счет сокращения инвестиций в генерирующие объекты³.

При этом для формирования объективной оценки последствий отказа от инвестиций в генерацию необходим комплексный анализ последствий такого отказа, включающий оценку:

- последствий для социально-экономического развития регионов;
- развития отраслей промышленности и экономики в целом;
- влияния сокращения инвестиций на развитие энергетического машиностроения.

Кроме того, необходимо учесть вызовы, стоящие перед электроэнергетикой, требующие стабильных источников финансирования, и накопившиеся проблемы. В частности, следует обратить внимание на следующие вызовы:

¹ «Прочие» потребители нерегулируемого сегмента из распределительной сети.

² Договоры о предоставлении мощности (ДПМ) — договоры, стимулирующие строительство новых генерирующих объектов или модернизацию действующих. При этом, по условиям указанных договоров, генерирующим компаниям гарантируется возврат вложенных в строительство инвестиций с определенной нормой доходности, а также компенсируются эксплуатационные затраты.

³ Поручение Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации от 4 марта 2020 г. № ЮБ-П9-1642.

- необходимость модернизации генерирующего оборудования⁴;
- потребность в развитии атомной энергетики;
- потребность в развитии возобновляемых источников энергии;
- обеспечение энергетической безопасности России;
- развитие территории Дальнего Востока.

Объем инвестиционных надбавок, замещающих инвестиционные механизмы, срок которых истекает в 2023 г., составит 20–22% в одноставочной цене розничного потребителя в перспективе до 2035 г. Отказ от этих надбавок с целью снижения стоимости электроэнергии потребует либо отказа от решения актуальных задач отраслевого развития, либо формирования альтернативного финансового источника.

Для принятия взвешенного решения требуется системное изучение влияния инвестиций и цен в электроэнергетике на экономику. Мы провели исследование, результаты которого представлены в настоящем докладе. В рамках исследования был выполнен ретроспективный анализ и даны прогнозные оценки. При этом выводы о влиянии ценовой динамики и инвестиций в электроэнергетике на экономику сделаны на основе сравнения прогнозных оценок показателей экономического развития на перспективу до 2035 г. в трех сценариях:

- базовый сценарий, предполагающий реализацию намеченных инвестиционных программ и сохранение существующих территориальных дисбалансов (в отдельных случаях — с продлением);
- промежуточный сценарий, предполагающий реализацию только тех инвестиционных проектов (конкретных энерго мощностей), по которым по состоянию на 31 декабря 2022 г. зафиксированы (будут зафиксированы) обязательства государства (регуляторов энергорынка)⁵, отказ от продления механизмов поддержки отдель-

⁴ В любой отрасли промышленности, и энергетика не является исключением, процесс обновления производственных мощностей должен быть непрерывным — это единственный способ без ценовых шоков избежать критического износа и технологической отсталости в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

⁵ Другими словами, данный сценарий предполагает, что после 2022 г. не будут проводиться отборы инвестиционных проектов, принятие решений о гарантировании цены для новых объектов генерации даже в рамках определенных законодательно механизмов стимулирования.

ных территорий после окончания предусмотренных на сегодняшний день сроков;

- сценарий максимального отказа от надбавок, предполагающий отказ от гарантирования цен на мощность по всем объектам, которые по состоянию на 31 декабря 2022 г. не введены в эксплуатацию⁶, отказ с 2023 г. от механизмов поддержки отдельных территорий.

Прогнозные оценки, представленные в настоящем докладе, выполнялись на базе информации о социально-экономическом развитии России, актуальной по состоянию на 21 февраля 2022 г. В связи с существенным изменением экономической ситуации прогнозные параметры, заложенные в основу моделирования, будут уточняться. При этом оценка вклада энергетических инвестиционных надбавок в конечную цену на электроэнергию, а также их влияния на показатели социально-экономического развития России и регионов основывается на сравнении сценариев. Это означает, что ухудшение прогноза по отдельным базовым параметрам социально-экономического развития будет определять менее значимое (чем рассчитано в «докризисном» прогнозе развития экономики) влияние фактора роста цен на электроэнергию на макроэкономические показатели (инфляция, издержки промышленности). Учитывая, что ухудшение социально-экономического положения приведет к снижению инвестиций в основной капитал по широкому спектру отраслей, поддержание инвестиционных процессов в электроэнергетике становится еще более важным фактором поддержки внутреннего спроса и занятости (в первую очередь в машиностроении и строительной отрасли).

При этом в случае кардинального пересмотра стратегии внешнеэкономической деятельности и долгосрочного характера ограничений инвестиционные программы в электроэнергетике потребуют адаптации к новым стратегическим ориентирам государственной политики.

⁶ Несмотря на наличие зафиксированных обязательств государства (регуляторов энергорынка) в рамках проведенных отборов инвестиционных проектов.

I. РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ЦЕНОВОЙ ДИНАМИКИ

Рост цен для конечных потребителей

Опережающий инфляцию рост цен на электроэнергию имел место до 2012 г. на фоне проводимой политики по стимулированию энергосбережения и сокращению дисбалансов между ценами на топливо. Основными факторами роста цен в данный период стали интенсивная индексация регулируемых оптовых цен на газ⁷, поэтапная либерализация оптового рынка электроэнергии (мощности)⁸, переход на долгосрочное регулирование тарифов на услуги по передаче электроэнергии⁹ (рис. 1).

С 2012 г. рост цен на электроэнергию стал отставать от инфляции (рис. 2) за счет комплекса сдерживающих мер правительства Российской Федерации.

Комплекс мер, реализованный в 2012 г. и приведший к снижению цены на электроэнергию, включал переход на индексацию регулируемых тарифов с июля (что также определило сниженный в среднегодовом выражении темп роста цен на газ), изменение правил ценообразования на розничных рынках электроэнергии, заморозку тарифов на услуги по передаче электроэнергии, регулируемых тарифов на оптовом рынке электроэнергии (мощности), проведение конкурентного отбора мощности без индексации цены. Дальнейшие регуляторные решения по сдерживанию роста цен включали заморозку оптовых цен на газ (2014, 2016 гг.) и дальнейшую (с 2017 г.) политику их индексации по принципу «инфляция минус», системные пересмотры долгосрочных параметров регулирования сетевых организаций (2014, 2015 гг.), политику индексации всех регулируемых факторов ценообразования на электроэнергию по принципу «инфляция минус». Важно отметить, что сдерживающие меры удалось реализовать, несмотря на активную фазу вводов генерирующих мощностей в рамках ДПМ и появления

⁷ 25% и более в 2008 и 2009 гг., по 15% ежегодно с 2010 г. вплоть до 2013 г.

⁸ Начата в 2007 г., завершена в 2011 г.

⁹ Периоды наиболее интенсивного роста тарифов 2010–2011 гг.

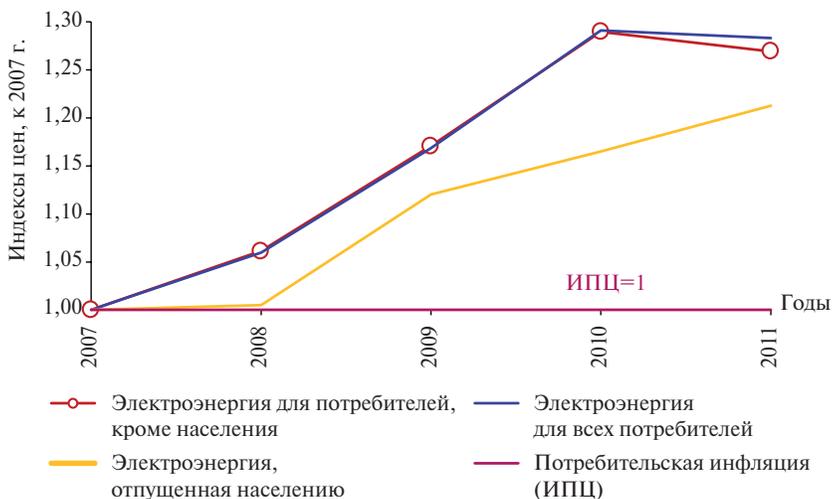


Рис. 1. Рост цен (тарифов) на электроэнергию относительно потребительской инфляции (г/г) в 2007–2011 гг., раз

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.



Рис. 2. Рост цен (тарифов) на электроэнергию относительно потребительской инфляции (г/г) в 2011–2020 гг., раз

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

соответствующих платежей¹⁰, а также несмотря на то, что именно в период сдерживания цен появляются механизмы, обеспечивающие компенсацию за счет потребителей ценовых зон оптового рынка затрат электроэнергетики, формируемых на отдельных «проблемных» территориях.

Сдержанный рост цен на электроэнергию в период 2012–2019 гг., наряду с повышением энергоэффективности потребителей в период опережающего роста до 2011 г. включительно, отразился на динамике издержек потребителей — доля прямых затрат на электроэнергию в промышленности также стала снижаться:

- с 1999 г. — более чем в 2 раза;
- с 2005 г. — в 1,45 раза;
- с 2011 г. — в 1,38 раза.

Доступность электроэнергии

Основное потребление электроэнергии в России приходится на промышленное производство — в 2019 и 2020 гг. его доля в общем объеме потребления составила 53,1%. Вторая по величине потребления электроэнергии отрасль — транспорт (8% в 2019 г. и 7,9% в 2020 г., что почти на порядок ниже, чем в промышленности).

При этом доля затрат на электроэнергию в издержках на производство в промышленности и транспорте невысока и составляет (по данным на 2019 г.) в среднем менее 3% (рис. 3).

Следует отметить, что за период исследования (2007–2019 гг.) во всех обследуемых отраслях, в том числе в промышленности и транспорте, наблюдалась устойчивая тенденция сокращения доли затрат на электроэнергию в издержках на производство продукции. При этом во всех отраслях экономики (кроме торговли) к 2019 г. наблюдалось отставание роста затрат на электроэнергию от роста остальных затрат.

В 2019 г. доля прямых затрат на электроэнергию в издержках сократилась до 2,8%¹¹ в среднем по промышленности.

¹⁰ Гарантированных поставщикам при привлечении стратегических инвесторов в рамках реформы РАО «ЕЭС России».

¹¹ Данные за 2017–2019 гг. в ОКВЭД 2 пересчитаны НИУ ВШЭ в целях сопоставимости с ОКВЭД.

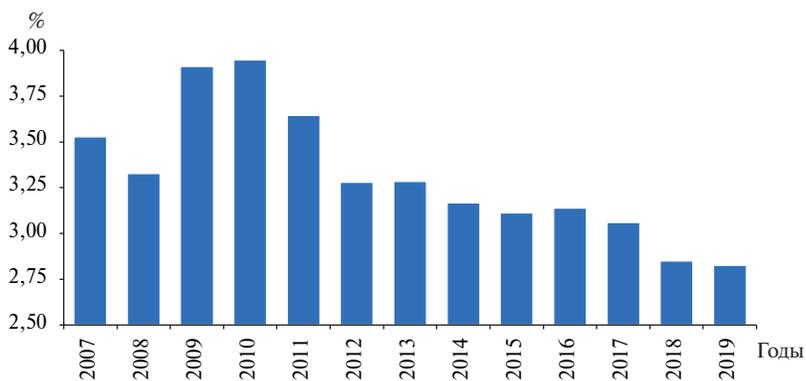


Рис. 3. Доля расходов на электроэнергию в затратах промышленности

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

В период 2012–2019 гг. динамика затрат на электроэнергию на 1 руб. продукции отставала от динамики доли электрозатрат в общих издержках. Это свидетельствует о перераспределении финансовых потоков от субъектов электроэнергетики в пользу промышленных потребителей (рис. 4).

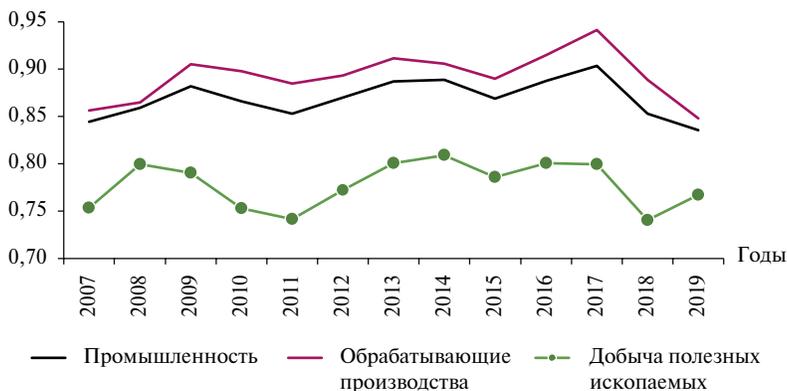


Рис. 4. Соотношение затрат на электроэнергию на 1 руб. и доли затрат на электроэнергию в издержках (полных затратах) в 2008–2019 гг., раз

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

С 2007 по 2019 г. объемы промышленного производства¹² увеличились на 21%, тогда как потребление электроэнергии за этот период практически не изменилось (в 2019 г. снижение составило 0,5% к 2007 г.). При этом сокращение потребления происходило начиная с 2011 г.¹³, то есть в период замедления темпов роста цен на электроэнергию (рис. 5).

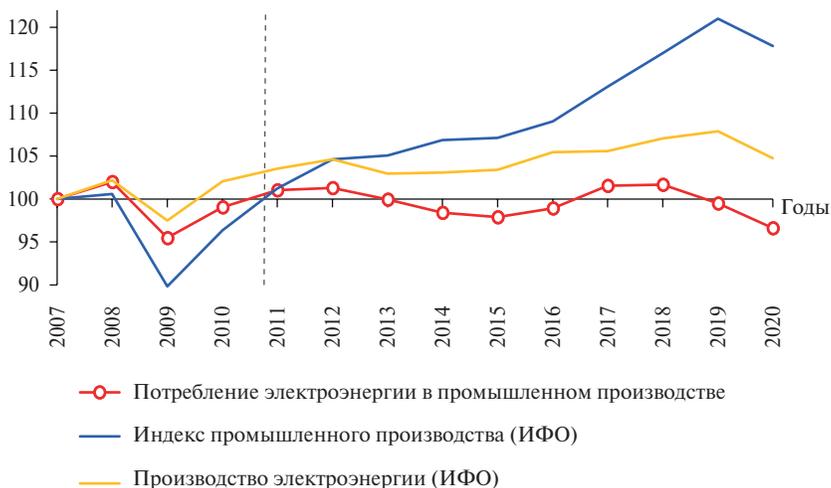


Рис. 5. Динамика потребления электроэнергии (кВт·ч) и производства в промышленности за период 2007–2020 гг.

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

Таким образом ценовая динамика на электроэнергию не была ограничивающим фактором для развития конечных потребителей, в том числе промышленного производства, а влияние электроцен на экономическое развитие конечных потребителей, в том числе на промышленность, снизилось (электроэнергия стала доступнее).

¹² Индекс физического объема.

¹³ Темпы роста электропотребления в 2019–2020 гг. к уровню 2011 г. отставали от темпов роста промпроизводства на 18%.

Влияние цен на энергоемкие производства, включая экспортоориентированные

Несмотря на незначительный вес электрокомпоненты в структуре затрат основных типов промышленного производства, следует отметить, что по отдельным отраслям доля затрат на электроэнергию может превышать средние значения по промышленности и агрегированным отраслям.

В составе промышленности доля отраслей, в издержках которых свыше 10% занимают затраты на электроэнергию, невелика — примерно 3% в выпуске продукции, а их доля в энергопотреблении составляет менее пятой части (примерно столько же, сколько потребляет население).

Из них доля отраслей, имеющих значительные затраты на электроэнергию (свыше 15% в издержках), весьма незначительна — они производят менее 1% продукции и потребляют менее 3% электроэнергии в промпотреблении (рис. 6).

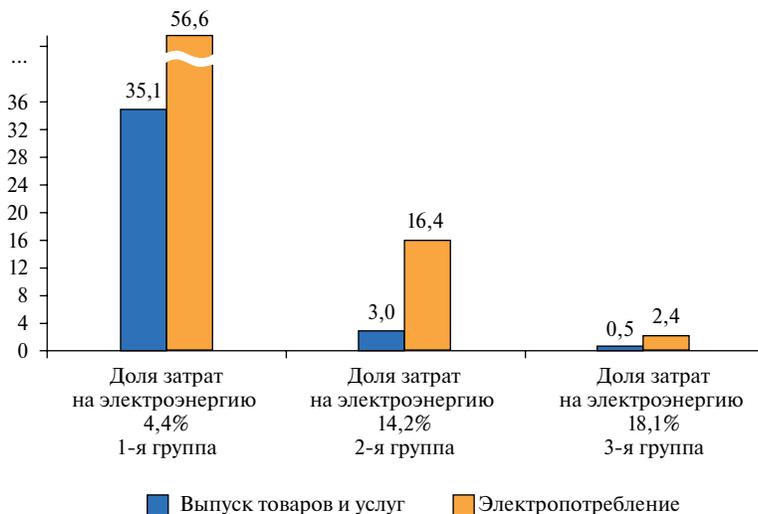


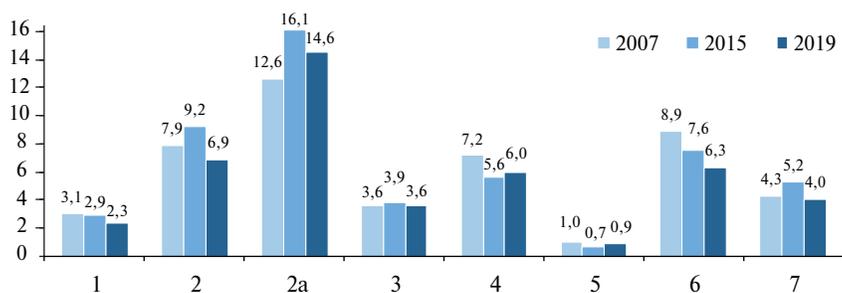
Рис. 6. Доля энергозатратных отраслей в общем объеме потребляющих, 2019 г.

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

Прежде всего это свидетельствует о том, что повышенное влияние цен на электроэнергию наблюдается у весьма небольшого числа потребителей.

Динамика цен на электроэнергию не оказывала влияния на динамику цен основных энергоемких потребителей, производящих материальные ресурсы, что свидетельствует об отсутствии влияния промежуточного потребления электроэнергии на конечную продукцию.

Отдельного внимания заслуживают экспортоориентированные производства (рис. 7).



1. Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых
2. Цветная металлургия в том числе 2а. Производство алюминия
3. Черная металлургия
4. Производство основных химических веществ, удобрений и азотных соединений, пластмасс и синтетич. 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

Рис. 7. Доля электроэнергии в издержках на производство экспортоориентированной продукции

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

В экспортоориентированных отраслях уровень цен в основном определяется мировой конъюнктурой, а цены на товары для внутреннего потребления зачастую формируются с учетом равнодоходности с поставками на экспорт. Также следует отметить, что после завершения либерализации в электроэнергетике на товары

отдельных экспортоориентированных отраслей наблюдался рост цен, опережающий цены на электроэнергию. В частности, опережающий рост цен наблюдался на продукцию нефтедобывающей отрасли, цветной металлургии и в меньшей степени — в производстве чугуна и ферросплавов, целлюлозно-бумажной промышленности на фоне благоприятной конъюнктуры.

II. МУЛЬТИПЛИЦИРУЮЩИЙ ЭФФЕКТ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ

Инвестиции в электроэнергетику являются существенным драйвером для роста выпуска в экономике. Так, объем инвестиций в данный сектор, в среднем в размере 1% ВВП в год, порождает выпуск в экономике, равный 2,5–2,6% ВВП (краткосрочные + долгосрочные эффекты). Из них примерно 0,6–0,7% ВВП в год — это краткосрочные эффекты, то есть это дополнительный рост ВВП, обеспеченный дополнительным приростом выпуска с целью удовлетворения спроса в отраслях машиностроения и строительства.

Эффект может быть усилен за счет реализации программы импортозамещения.

III. ЦЕНОВЫЕ И ОТРАСЛЕВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ОТКАЗА ОТ ИНВЕСТИЦИОННЫХ НАДБАВОК

Уровень и темп изменения конечных цен на электроэнергию вызывает острый интерес в контексте обсуждения текущих инвестиционных (нерыночных) надбавок, а также решения о сохранении подобных инструментов поддержки в будущем.

Учет инвестиционной составляющей и нерыночных надбавок на оптовом рынке обеспечивает более интенсивный рост конечных цен в «нерегулируемом сегменте» на горизонте до 2035 г. Это подтверждается результатами сценарного моделирования¹⁴ (рис. 8).

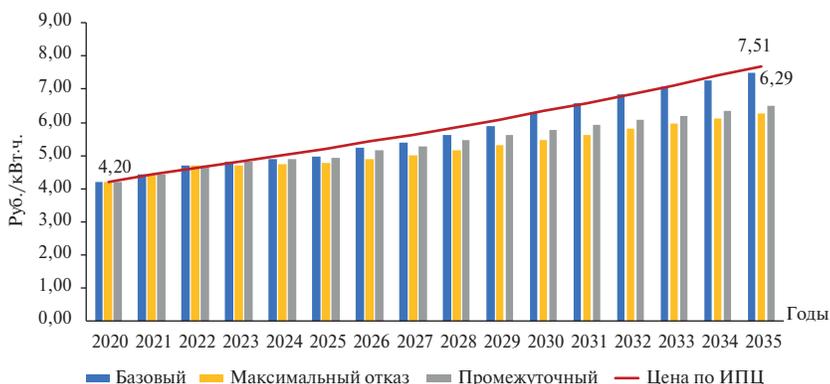


Рис. 8. Нерегулируемая розничная цена для потребителей, не относимых к населению, за исключением прямых потребителей ПАО «ФСК ЕЭС», суммарно по ценовым зонам

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

Розничная цена в нерегулируемом сегменте для потребителей из распределительных сетей превышает соответствующий показатель в сценарии максимального отказа от надбавок:

¹⁴ Подходы к сценарному моделированию отражены во введении.

III. Ценовые и отраслевые последствия отказа от инвестиционных надбавок

- в базовом сценарии (максимальный объем поддерживаемых инвестиций) на 11–12% (в среднем за 2023–2035 гг.);
- в промежуточном сценарии (консервативная оценка инвестиций) на 4–5% (в среднем за 2023–2035 гг.).

Важно отметить, что реализация инвестиционных программ имеет разнонаправленные эффекты при влиянии на цену. При их реализации наблюдается:

- повышенная динамика платежа за мощность (за счет учета инвестиционной составляющей), отчасти компенсированная пониженной динамикой КОМ-составляющей;
- пониженная ценовая динамика на рынке на сутки вперед (за счет увеличения «нетопливной» выработки и повышения эффективности тепловой генерации).

При этом темп роста конечной цены даже в базовом сценарии (максимальный объем поддерживаемых инвестиций) не достигнет уровня накопленной инфляции (по ИПЦ), предусмотренного прогнозом социально-экономического развития. Данная картина характерна для большинства регионов первой ценовой зоны оптового рынка. В субъектах Российской Федерации 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.

Следует также особенно подчеркнуть, что для ряда регионов негативные ценовые последствия характерны именно для сценария максимального отказа от надбавок (Калининградская область, регионы Дальнего Востока), поскольку в текущей модели ценообразования существенная часть нагрузки по компенсации расходов, формируемых электроэнергетикой данных территорий, осуществляется за счет потребителей ценовых зон оптового рынка.

Согласно результатам сценарного моделирования, абсолютное отклонение конечной цены¹⁵ на конец горизонта прогноза (в 2035 г.) в базовом сценарии¹⁶ от сценария максимального отказа от надбавок составит 1,22 руб./кВт·ч¹⁷. При этом указанное сниже-

¹⁵ Розничная цена для «прочих» потребителей «нерегулируемого сегмента» из распределительных сетей.

¹⁶ Максимальный объем поддерживаемых инвестиций.

¹⁷ В номинальных ценах.

ние будет сочетаться с шоковым ростом цен в отдельных регионах России¹⁸.

Реализация только тех инвестиционных проектов (конкретных энерго мощностей), по которым по состоянию на 31 декабря 2022 г. зафиксированы (будут зафиксированы) обязательства государства (регуляторов энергорынка), дает еще менее ощутимый вклад в прирост конечной цены.

Так, абсолютное отклонение конечной цены¹⁹ на конец горизонта прогноза (в 2035 г.) в промежуточном сценарии²⁰ от сценария максимального отказа от надбавок составит 0,23 руб./кВт·ч²¹. В этом сценарии итоговый уровень прогнозной цены в 2035 г. составит 6,52 руб./кВт·ч²².

Отказ от механизмов инвестиционной поддержки на рынке мощности без привлечения альтернативных источников финансирования²³ предполагает отказ от достижения следующих целей соответствующих инвестиционных программ:

- предотвращение выработки ресурса существующего оборудования тепловой генерации;
- достижение параметров экологической повестки;
- достижение планов развития атомной энергетики и реализации экспортного потенциала наукоемких технологий;
- формирование перспективного рынка наукоемких технологий в области возобновляемой энергетики;
- повышение экономической эффективности и надежности энергоснабжения отдельных регионов;
- обеспечение инфраструктурой стратегических проектов регионального развития.

¹⁸ В частности, в Калининградской области рост одноставочной цены в момент отказа от соответствующей надбавки и «передачи» компенсации затрат по введенным мощностям «в регион» составит 340%, для отдельных потребителей Дальнего Востока в момент отказа от «выравнивания» обоснованная цена увеличится более чем в 5 раз.

¹⁹ Розничная цена для «прочих» потребителей «нерегулируемого сегмента» из распределительных сетей.

²⁰ Консервативная оценка инвестиций.

²¹ В номинальных ценах.

²² В номинальных ценах.

²³ Анализ по данному направлению представлен ниже.

III. Ценовые и отраслевые последствия отказа от инвестиционных надбавок

Применительно к вопросу об альтернативных²⁴ вариантах снижения цен целесообразно отметить существенный потенциал сдерживания роста цен для промышленных потребителей за счет минимизации перекрестного субсидирования. Так, объем перекрестного субсидирования, сформированный за счет занижения тарифов на электроэнергию для населения, составляет порядка 238 млрд руб. и по уровню своего воздействия на конечную цену сопоставим с величиной нерыночных надбавок в сфере генерации. При этом, в отличие от надбавок к цене мощности, перекрестное субсидирование, учитываемое в тарифах на передачу электрической энергии, не несет в себе инвестиционного содержания, а продиктовано исключительно неразвитостью механизмов адресной поддержки малоимущих слоев населения²⁵.

²⁴ По сравнению с отказом от поддержки инвестиционных программ в электрогенерации.

²⁵ При этом в логике роста экономически обоснованного тарифа на передачу на 3,5% в год, для решения проблемы перекрестного субсидирования темп роста тарифов для населения должен превышать заданные 5% по большинству субъектов Российской Федерации.

IV. МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ В ПРОГНОЗНОМ ПЕРИОДЕ (ДО 2035 г.)

Влияние прогнозной ценовой динамики в электроэнергетике на инфляцию

Согласно проведенным исследованиям, на 1% роста цен на электроэнергию инфляция увеличивается на 0,08–0,12 процентного пункта.

Эластичность увеличивается с более высокими темпами роста цен на электроэнергию. С 2017 г. вклад роста цен на электроэнергию (4–6% г/г) вносит в инфляцию не более 0,4 процентного пункта. При этом рост цен на электрическую энергию для потребителей кроме населения не превышал 0,2 процентного пункта (рис. 9).

При всех вариантах прогнозируемого роста цен на электроэнергию, определенных по результатам сценарного моделирования²⁶, ожидаемое влияние на инфляцию минимально. Разница между вкладом в инфляцию находится в пределах статистической погрешности. Реализация всех намеченных механизмов инвестиционной поддержки при прогнозируемых среднегодовых параметрах роста цен на электроэнергию с исключением вклада роста коммунальных тарифов практически не скажется на инфляции.

Влияние реализации инвестиционных программ в электроэнергетике на динамику промышленного производства отдельных отраслей

В целом за исследуемый период можно отметить, что инвестиции в электроэнергетику оказывают определенное влияние на экономику. Влияние это имеет многосторонний характер и может проявляться со значительными временными лагами.

Исследования показали, что рост инвестиций в электроэнергетику вносил заметный вклад в инвестиции в основной капитал.

²⁶ Подходы к сценарному моделированию отражены во введении.

IV. Макроэкономические эффекты реализации инвестиционных программ

В целом по России доля инвестиций в электроэнергетику составила 5–8% в объем инвестиций в основной капитал за исследуемый период 2007–2020 гг.



Рис. 9. Вклад в ИПЦ роста конечных цен на электроэнергию

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

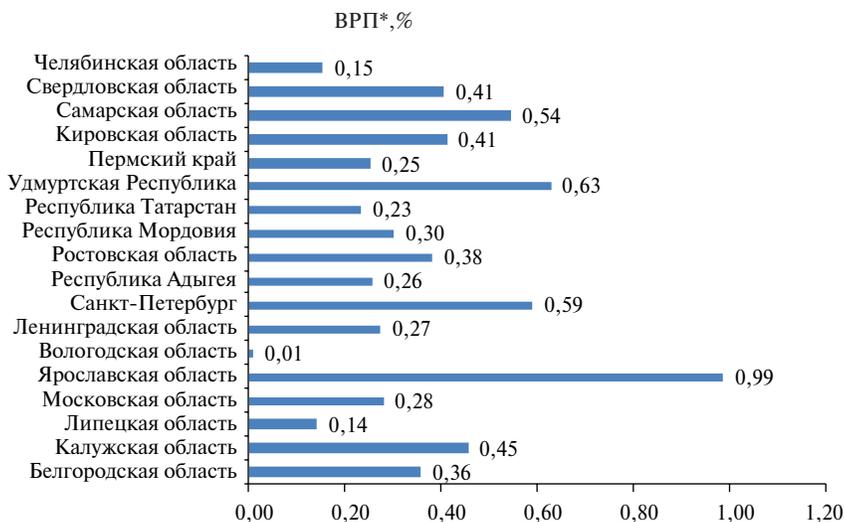
Инвестиции в электроэнергетику оказывают влияние как на динамику производства продукции машиностроения, строительства и других отраслей, так и на добавленную стоимость в этих отраслях. Доля продукции для нужд электроэнергетики в объеме производства машиностроительной продукции составляет 12,5–15% и ее рост в прогнозируемых темпах до 2035 г. будет вносить 0,3–0,4 процентного пункта в динамику производства машиностроения в базовом сценарии (максимальная поддержка инвестиций)²⁷.

²⁷ Там же.

В региональном разрезе влияние данного фактора более ощутимо. Реализация инвестиционных программ субъектами электроэнергетики вносит ощутимый вклад в экономическое развитие смежных отраслей. Компании — производители энергетического оборудования создают рабочие места в регионе, снижая безработицу и увеличивая среднедушевой доход региона, что важно для относительно слаборазвитых регионов с ненасыщенным рынком труда, так как позволяет трудиться по месту жительства.

Сценарное моделирование показало, что отказ от инвестиций в генерацию может стоить отдельным регионам до 4% роста производства в обрабатывающей промышленности и других отраслях экономики и почти 1% роста ВРП в ближайшие 15 лет.

Отказ от инвестиций в электроэнергетику приведет к снижению выручки и заметному ухудшению экономических показателей предпрятий энергетического машиностроения в Белгородской, Калужской, Ярославской, Вологодской и Самарской областях, Пермском крае, а также Ленинградской и Челябинской областях (рис. 10).



IV. Макроэкономические эффекты реализации инвестиционных программ

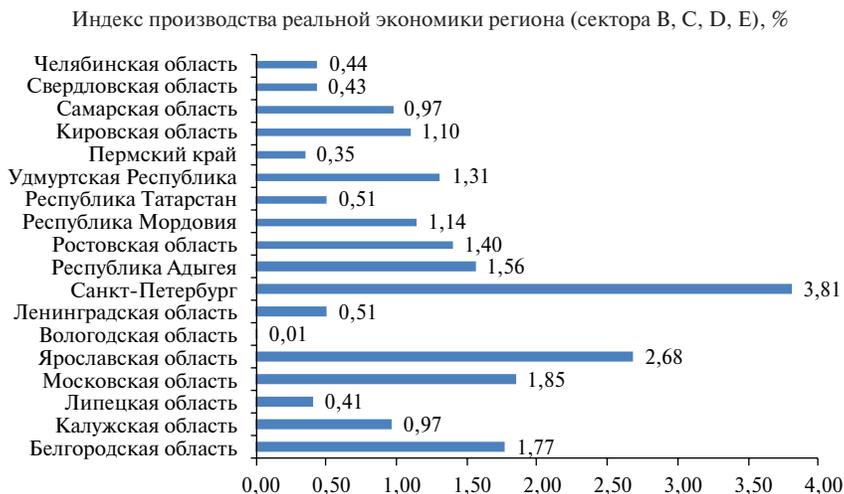


Рис. 10. Ухудшение прогнозного ВРП и индекса производства при отказе от инвестиций (в сумме за 15 лет)

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

Влияние прогнозной ценовой динамики в электроэнергетике на российскую промышленность

Промышленность является основным потребителем электроэнергии. Как уже отмечалось выше, доля электроэнергии в затратах по всему спектру промышленных потребителей в течение более чем 10-летнего периода заметно снизилась на фоне относительного сокращения потребления, замедленного роста цен на электроэнергию, изменения структуры затрат потребителей в пользу опережающего увеличения других компонент издержек — амортизации, остальных материальных затрат.

Сценарное моделирование²⁸ показывает, что влияние повышения цен на электроэнергию по всем вариантам повышения цен на затраты потребителей, норму прибыли и прочим показателям несущественно.

Прирост затрат на электроэнергию во всех видах экономической деятельности в базовом сценарии²⁹ не является более интенсивным, чем прирост иных затрат. При этом разница в приросте затрат по всем сценариям роста цен на электроэнергию несущественна. Столь несущественные приросты затрат на электроэнергию по всем сценариям окажут минимальное влияние на рентабельность³⁰ (рис. 11).

Рост издержек за счет электроэнергетической составляющей в 2021–2035 гг. ежегодно будет снижать норму прибыли в добывающей и обрабатывающей промышленности всего на 0,05–0,06 процентного пункта, а разница между сценарием максимального отката от надбавок и базовым сценарием (максимальная поддержка инвестиций) составляет 0,02 процентного пункта, что находится в пределах статистической погрешности. Такое снижение нормы прибыли будет существенно перекрыто финансовыми показателями (прибылью и растущими амортизационными отчислениями), полученными за счет прогнозируемого более высокого роста цен на отпускную продукцию потребителей электроэнергии).

²⁸ Подходы к сценарному моделированию отражены во введении.

²⁹ Там же.

³⁰ При прогнозируемых параметрах роста цен на электроэнергию и других используемых показателей для расчета рентабельности (индексы-дефляторы выпуска, реальной оплаты труда, роста амортизации и проч.).

IV. Макроэкономические эффекты реализации инвестиционных программ

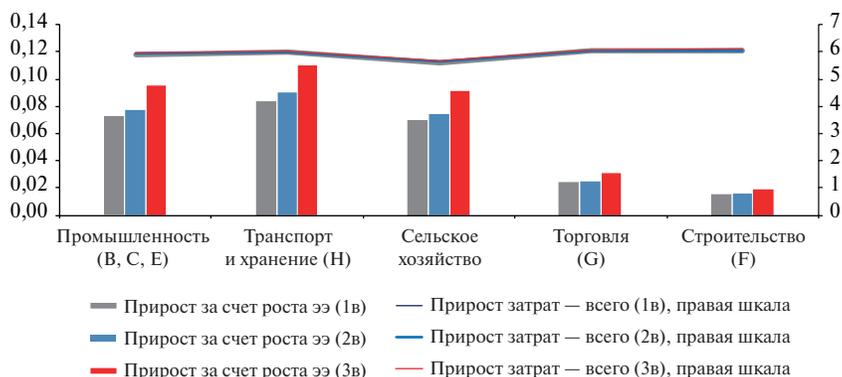


Рис. 11. Влияние повышения цен на электроэнергию во всех сценариях на затраты потребителей

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

Разница между сценариями минимальна и неощутима и для энергоемких промышленных потребителей с наивысшей долей затрат на электроэнергию.

Таким образом, даже в случае обеспечения прогнозируемого роста цен на электроэнергию по базовому сценарию (максимальная поддержка инвестиций), негативного влияния на потребителей не будет (влияние роста цен на электроэнергию будет существенно слабее, чем влияние изменения остальных элементов затрат).

Влияние прогнозной ценовой динамики в электроэнергетике на экономику регионов

Сценарное моделирование³¹ свидетельствует об отсутствии негативного влияния прогнозируемого (в случае реализации намеченных инвестиционных программ) роста цен на электроэнергию на экономику регионов по всем вариантам повышения цен.

Все основные выводы, сделанные в отраслевом разрезе (предыдущий раздел), подтверждаются в региональном разрезе.

³¹ Подходы к сценарному моделированию отражены во введении.

Максимальная разница прогнозируемой доли затрат на электроэнергию в издержках между базовым сценарием (максимальная поддержка инвестиций) и сценарием максимального отказа от надбавок зафиксирована в Хакасии и в Иркутской области, где, по данным Росстата, доля затрат на электроэнергию максимальна. В остальных регионах доля затрат на электроэнергию невелика, и разница прогнозируемой доли затрат на электроэнергию в издержках не превышает десятых долей процентного пункта.

V. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ СТИМУЛИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО РАЗВИТИЯ И ПРЕОДОЛЕНИЯ РЫНОЧНЫХ ДИСБАЛАНСОВ

Следует отметить, что использование механизмов гарантированной инвестиционной поддержки в том или ином виде характерно не только для России, но и повсеместно встречается в практиках регулирования энергорынков других стран. В частности, с потребителей взимаются платежи:

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

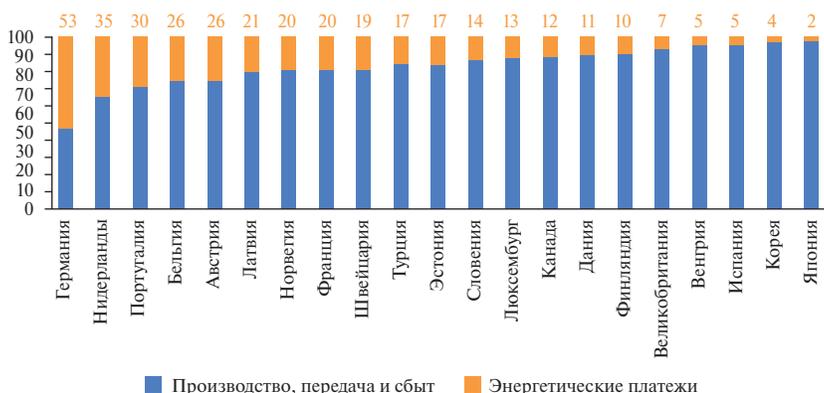


Рис. 12. Декомпозиция цен промышленных потребителей на основную и налоговую составляющую для ряда стран, входящих в ОЭСР, %

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

При этом следует отметить, что за рубежом финансирование подобного рода направлений осуществляется с использованием энергетических платежей и льгот. Энергетические платежи могут взиматься операторами электрических сетей (то есть они часто вы-

ступают платежными (налоговыми) агентами. Но практика ценовых искажений, аналогичных используемому в России принципу перекрестного субсидирования при установлении тарифов на передачу электрической энергии, в развитых странах наблюдается редко и в гораздо меньших масштабах.

Доля указанных энергетических платежей существенна и находится в пределах от 2 до 53% от уровня конечной цены на розничном рынке (рис. 12).

В денежном выражении ценовая поддержка в рамках финансирования различных направлений, в том числе не связанных с развитием энергосистемы, в странах ЕС, согласно данным на 2018 г., составляла 83 млрд евро (рис. 13).



Рис. 13. Ценовая поддержка (поддержка доходов) в странах ЕС по типам (в млрд евро, за период с 2008 по 2018 г., в ценах 2018 г.)

Источник: Данные Росстата и расчеты ИЭиРИО НИУ ВШЭ.

VI. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ И СОЦИАЛЬНО ОРИЕНТИРОВАННЫХ ИНИЦИАТИВ

В существующей модели рынка электроэнергии (мощности) сложилась практика, при которой 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 дискуссионным балансом распределения ценовой нагрузки между первой и второй ценовыми зонами оптового рынка электроэнергии (мощности).

Обобщенно возможные альтернативы такому подходу к компенсации инвестиционных издержек и социально ориентированных инициатив (региональных дисбалансов) с учетом международного опыта можно сформулировать следующим образом.

- Бюджетное финансирование (невозвратное — гранты) или льготное кредитование — в первую очередь релевантно для социально обусловленных проектов и дисбалансов территориального развития. Также данные механизмы подходят для проектов стратегического развития экономики Российской Федерации, энергобезопасности³².
- Финансирование инвестиционных программ (инициатив) за счет целевого энергетического платежа (сбора) — установление надбавки к цене киловатт-часа, применяемой к конечной розничной цене для потребителей, круг которых определяется по отдельному принципу (по сравнению с текущим подходом позволяет более рационально распределить ценовую нагрузку между пользователями энергосистемы). Такой механизм подходит в первую очередь для решения общенациональных задач (экология, стратегическое развитие экономики, энергобезопасность) и позволяет освобождать отдельные категории потребителей от таких платежей (например, энергоемких потребителей, в том

³² В международной практике такие механизмы используются в КНР, странах ЕС (проекты общего интереса и территориального развития в странах — членах ЕС), странах Латинской Америки.

числе экспортеров, являясь дополнительным инструментом их стимулирования к реализации тех или иных направлений государственной политики³³.

- Договорные (контрактные) механизмы с условиями take or pay (когда доминирующую часть затрат компенсируют те потребители, в интересах которых осуществляется инвестирование) в первую очередь подходят для крупного нового строительства. Могут быть включены в модели государственно-частного партнерства³⁴.
- Принципиальное изменение рыночной модели, предполагающее создание ценового сигнала для потенциальных инвесторов к инвестированию в проекты нового строительства и модернизации. Концептуально такое изменение рыночной модели потребует увеличения цены конкурентного отбора мощности и синхронного изменения требований к поставляемой мощности³⁵.

При принятии принципиального решения об отказе от действующих механизмов надбавок не существует единственной альтернативы — потребуется комбинация методов и инструментов по вышеперечисленному спектру.

Применительно к анализу возможностей оптимизации стоимости инвестиционного строительства (при любом механизме стимулирования и поддержки — существующем или альтернативном) также целесообразно отметить следующие тенденции на мировых энергетических рынках. В современной международной практике отмечается использование механизмов привлечения более дешевого финансирования институциональных инвесторов (пенсионных фондов, страховых компаний, фондов и банков) через создание специальных моделей (например, доходных компаний — Yieldcos). Широко практикуется использование налоговых льгот.

³³ Освобождение практикуется в странах ЕС при условии экологической направленности программ развития энергопотребителей.

³⁴ Например, в модели BOOT — Build-Own-Operate-Transfer или другие аналогичные модели *BO**. Используются в США (частные инвестиционные контракты), а также в рамках моделей ГЧП в странах Латинской Америки. Такие механизмы часто дополняются корпоративными договорами на покупку энергии (Power Purchase Agreements — PPA) в США, ЕС и в странах Азии.

³⁵ Для отмены стимулирующих механизмов по отдельным видам инвестиционных программ цена рынка должна быть выше, в то же время требования к мощности призваны исключить ситуацию, при которой по повышенной цене могут быть поставлены старые — не прошедшие модернизацию — мощности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное исследование последствий финансирования инвестиционных программ в электрогенерации за счет сохранения созданных механизмов инвестиционного стимулирования позволяет сделать вывод:

- о сравнительно невысоком уровне дополнительной ценовой нагрузки на потребителей;
- об отсутствии значимого негативного влияния дополнительной ценовой нагрузки на социально-экономические показатели в перспективе как для экономики в целом, так и на уровне отдельных отраслей и регионов.

При этом отказ от реализации инвестиционных программ не позволит достичь ряда поставленных целей отраслевого и регионального развития и может иметь ощутимый негативный эффект для социально-экономического развития регионов, экономика которых зависима от деятельности предприятий энергетического машиностроения.

Использование дополнительных механизмов гарантирования инвестиций и сбора средств на финансирование отдельных программ развития и (или) выравнивания межтерриториальных ценовых дисбалансов не является исключительно российской спецификой. Схожие механизмы встречаются во многих других странах, различаясь при этом в зависимости от специфических особенностей организации рыночных отношений в электроэнергетике.

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.

АВТОРЫ ДОКЛАДА

Долматов Илья Алексеевич

Кандидат экономических наук, директор Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей, доцент факультета мировой экономики и мировой политики НИУ ВШЭ

Сасим Сергей Вячеславович

Кандидат экономических наук, директор Центра исследований в электроэнергетике Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ

Панова Марина Александровна

Директор Центра мониторинга эффективности тарифной политики Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ

Гасс Татьяна Александровна

Эксперт Центра исследований в электроэнергетике Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей, преподаватель факультета экономических наук НИУ ВШЭ

Нахимовская Евгения Марковна

Ведущий эксперт Центра мониторинга эффективности тарифной политики Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ

Маскаев Игорь Васильевич

Ведущий эксперт Центра мониторинга эффективности тарифной политики Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей, приглашенный преподаватель факультета мировой экономики и мировой политики НИУ ВШЭ

Конченко Руслан Владимирович

Начальник отдела макроэкономической политики и прогноза Института исследований и экспертизы ВЭБ.РФ

Яркин Евгений Валентинович

Доктор экономических наук, профессор, заслуженный экономист Российской Федерации, научный руководитель Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ

Научное издание

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

Доклад НИУ ВШЭ

Формат 60×88 1/16
Гарнитура Newton. Усл. печ. л. 2,4. Уч.-изд. л. 2,0.
Изд. № 2619

Национальный исследовательский университет
«Высшая школа экономики»
101000, Москва, ул. Мясницкая, 20
Тел.: +7 495 772-95-90 доб. 15285



При поддержке Фонда целевого капитала НИУ ВШЭ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
РАДИОПАРТНЕР



ГЛАВНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



Российская Газета



ПОЛИТ.РУ



Индикатор



журнал
стратегия

ЭКОНОМИКА
и ЖИЗНЬ



InScience.News

