

Отраслевая экономика

Опыт реформ электроэнергетики в контексте экономической теории

Юлия Викторовна Вымятина*ORCID 0000-0003-2849-4674*

Кандидат экономических наук, доцент,
Европейский университет в Санкт-Петербурге
(РФ, 191187, Санкт-Петербург,
Гагаринская ул., 6/1, А).
E-mail: yv@eu.spb.ru

Игорь Анатольевич Слов*ORCID 0000-0003-0286-1034*

Кандидат экономических наук, доцент,
Европейский университет в Санкт-Петербурге
(191187, Санкт-Петербург,
Гагаринская ул., 6/1, А)
E-mail: sia@eu.spb.ru

Екатерина Николаевна Карасева*ORCID 0000-0002-3286-0959*

Аспирант, Европейский университет
в Санкт-Петербурге (РФ, 191187,
Санкт-Петербург, Гагаринская ул., 6/1, А).
E-mail: ekaraseva@eu.spb.ru

Аннотация

История реформ в электроэнергетике насчитывает около сорока лет и охватывает значительное количество стран. По мере накопления опыта в проведении реформ и анализе их эффективности менялись как практические подходы к организации реформ, так и теоретические обоснования отдельных их элементов. Целью работы является анализ основных элементов реформ электроэнергетики в контексте их теоретического обоснования, ожидаемых в теории и полученных на практике результатов, а также эволюции подхода к реформированию отрасли электроэнергетики с учетом приобретаемого опыта. В работе приведены классификации моделей реформ в электроэнергетике и обзор релевантной исследовательской литературы, проведен анализ опыта реформирования в различных секторах электроэнергетики, приватизации и введении конкуренции в генерации, исследованы роль оптовых рынков и меры против злоупотребления рыночной силой, способы обеспечения достаточного уровня инвестиций в генерацию, различные формы организации системного оператора в сегменте передачи электроэнергии, значение и вопросы эффективного функционирования розничных рынков. Отдельно рассматривается вопрос о влиянии развития возобновляемых источников энергии на оптимальную структуру отрасли. Проведенный анализ показывает многообразие подходов к проведению реформ в электроэнергетике. Основные элементы реформ (разделение компаний по видам деятельности, реструктуризация и введение конкуренции в генерации, создание независимого системного оператора) были схожи во многих странах. Однако практическая реализация этих элементов, их последовательность и сложившиеся в итоге организационные структуры отраслей значительно варьировались. По мнению авторов, не существует единственной эффективной схемы реформ, в каждой стране они имели свои особенности. Опыт показывает, что реформа электроэнергетики ни в одной стране никогда не заканчивается, поскольку технологические и социальные изменения требуют постоянного пересмотра принципов функционирования рынков электроэнергии и поиска более эффективных механизмов управления всеми сегментами отрасли.

Ключевые слова: создание рынков, регулирование, международный опыт, естественные монополии, конкуренция, возобновляемые источники энергии.

JEL: L22, L94, L98, P28.

Статья поступила в редакцию в декабре 2021 года

Sectoral Economics

Electricity Sector Reform Experience in the Context of Economic Theory

Yulia V. Vymyatnina*ORCID: 0000-0003-2849-4674*

Cand. Sci. (Econ.), Associate Professor,
European University
at St. Petersburg^a, yv@eu.spb.ru

Igor A. Sloev*ORCID: 0000-0003-0286-1034*

Cand. Sci. (Econ.), Associate Professor,
European University
at St. Petersburg^a, sia@eu.spb.ru

Ekaterina N. Karaseva*ORCID: 0000-0002-3286-0959*

Doctoral Student,
European University
at St. Petersburg^a,
ekaraseva@eu.spb.ru

^a 6/1A Gagarinskaya ul.,
Saint Petersburg, 191187,
Russian Federation

Abstract

History of reforms in the electricity sector spans over 40 years and a large number of countries. Following acquired experience and its analysis, changes were seen both in approaches to reforms' organization in practice and in the theoretical underpinning of various elements of reforms. The paper aims at analyzing the main elements of electricity sector reforms in the context of their theoretical grounding, theoretically expected results and those achieved in practice as well as evolution of electricity sector reform approaches accounting for acquired experience. In their paper the authors provide classification of electricity sector reform models and of relevant research literature, and analyze reform experience in different segments of the electricity sector, namely: privatization and introduction of competition in generation; wholesale markets and their role in preventing market power abuse; ways to ensure appropriate investments in generation; various legal forms of system operators in energy transmission; and importance and questions of effective work of retail electricity markets. A separate section deals with the influence of renewables on optimal structure of the electricity sector. The analysis demonstrates a multiplicity of approaches to reforms of the electricity sector. Though the main elements of reforms (split of the sector into segments based on activities, restructuring and introduction of competition in generation, and creation of an independent system operator) were similar in many countries, realization of these elements in practice, their sequence and resulting organizational structures of the sector differed substantially. Thus, there is no unique most effective reform scheme—on the contrary, each country had its very own reform. The studied experience also suggests that electricity reform in any country has no end since social and technological changes demand constant reconsideration of the main principles of electricity markets, functioning in search of more effective and efficient mechanisms of management in all segments of the electricity sector.

Keywords: market creation, regulation, international experience, natural monopoly, competition, renewable energy sources.

JEL: L22, L94, L98, P28.

Введение

История реформ в электроэнергетике насчитывает около сорока лет и охватывает значительное количество стран¹. По мере накопления опыта — как в проведении реформ, так и в анализе их эффективности — менялись и практические подходы к организации реформ (включая целеполагание), и теоретические обоснования отдельных решений. В настоящей работе мы обсуждаем основные элементы реформ электроэнергетики в контексте их теоретического обоснования, ожидаемых в теории и полученных на практике результатов, а также эволюции подхода к реформированию отрасли электроэнергетики с учетом приобретаемого опыта. Поставленная цель определяет и структуру работы: мы начинаем с классификации моделей реформ в электроэнергетике и обзора релевантной исследовательской литературы, затем рассматриваем сегмент генерации и вопросы функционирования оптового рынка, включая обеспечение достаточного уровня инвестиций, после чего сосредотачиваемся на сегменте передачи электроэнергии и в последнюю очередь отмечаем некоторые аспекты функционирования розничных рынков. В заключение кратко суммированы основные выводы работы.

1. Общие представления о реформе

До 1970-х годов отрасль электроэнергетики в разных странах была представлена преимущественно вертикально интегрированными компаниями (ВИК), действовавшими в отдельных регионах или в масштабах целой страны. Эти компании занимались производством (генерацией) электроэнергии, строительством и содержанием электросетей, а также распределением энергии конечным потребителям. В большинстве стран такие вертикально интегрированные компании являлись государственными предприятиями, однако в некоторых (например, в США) они могли иметь частных акционеров или даже полностью им принадлежать. Вне зависимости от формы собственности отрасль характеризовалась высокой степенью государственного контроля и регулирования, а основные дискуссии в экономической литературе сводились к обсуждению наиболее эффективных схем регулирования ВИК, особенно в части ценообразования (регулирование нормы прибыли, ценовой потолок и пр.).

Однако к 70-м годам XX века эффективность организации сектора электроэнергетики на основе ВИК вызывала всё больше со-

¹ Только развивающихся стран, в которых была проведена реформа электроэнергетики, насчитывается не менее 140 [Urpelainen et al., 2019].

мнений. К этому времени экономия от масштаба в электрогенерации в целом была исчерпана благодаря развитию технологий: оптимальный размер электростанции снизился с 1000 МВт до 100 МВт с середины 1960-х к середине 1990-х [Christensen, Greene, 1976; Hunt, Shuttleworth, 1996]². Это поставило под вопрос целесообразность организации электроэнергетики как естественной монополии и привело к изменению подхода к регулированию отрасли. Поскольку ни государственное регулирование, ни государственная собственность не являются идеальными по ряду причин, возможность перейти к рыночным отношениям в отдельных сегментах отрасли теоретически позволяет повысить общественное благосостояние.

Результатом технологических изменений и переосмысления подхода к организации и управлению электроэнергетикой стала волна реформ отрасли в разных странах. Иногда такие реформы были частью более крупных преобразований, направленных на общую либерализацию экономики в стране. В 1978 году две весьма непохожие страны сделали первые шаги к реформе электроэнергетики: в США был принят Public Utility Regulatory Policies Act (Акт о регулировании инфраструктурных отраслей), позволивший небольшим производителям электроэнергии на основе возобновляемых источников, а также предприятиям, производившим совместно тепло и электричество, подключаться к единой сети для поставок электроэнергии. В Чили была начата реформа, в результате которой две крупные государственные компании сектора были разделены на части и спустя десять лет приватизированы. В начале 1990-х годов реформы в сфере электроэнергетики начали Великобритания, Новая Зеландия, Норвегия, Швеция, ряд стран Латинской Америки.

В теории вслед за работами [Cretì, Fontini, 2019; Hunt, Shuttleworth, 1996] принято выделять четыре основные модели отраслевого устройства электроэнергетики.

1. Вертикально интегрированная отрасль — типичное дореформенное состояние: все основные функции выполняются в рамках единой вертикально интегрированной системы при государственном регулировании.
2. Модель единого покупателя с конкуренцией в генерации — наличие независимых генерирующих компаний и единого покупателя, осуществляющего все остальные функции.

² В работе [Christensen, Greene, 1976] показано, что если в 1963 году электрогенерация в США характеризовалась экономией от масштаба, то к 1970-м ситуация сменилась на постоянную отдачу от масштаба. Более поздние исследования подтвердили справедливость этого вывода [Feibelman, Britt, 2012].

3. Модель оптового рынка электроэнергии — продавцы (генерирующие компании) и потребители (крупные промышленные и сбытовые компании) взаимодействуют на оптовом рынке.
4. Модель с оптовым и розничным рынками электроэнергии — добавляются розничные рынки, на которых конкурируют между собой сбытовые компании.

Любая реформа предполагает выбор между этими моделями и требует ответить на ряд принципиальных вопросов. Первый из них в том, ограничиться ли совершенствованием регулирования в рамках ВИК (сохраняя первую модель) или же проводить реструктуризацию. Если выбор делается в пользу второго варианта, следующий вопрос состоит в том, какова должна быть глубина реструктуризации. Модель единого покупателя, когда генерирующие компании конкурируют между собой, но все остальные функции объединены единым управлением, часто рассматривается как первый шаг по переходу к более конкурентным рыночным структурам, как показано в [Vagliasindi, Besant-Jones, 2013].

Логическим развитием конкуренции в генерации является введение конкуренции и на стороне покупателя — создание оптового рынка электроэнергии (модель 3). При этом передача и диспетчеризация сохраняются за отдельным юридическим лицом (как правило, системным оператором).

В модели 4 рыночные отношения внедрены и на уровне розничного рынка — конечные потребители имеют возможность выбирать между несколькими поставщиками. Такая модель, включающая оптовый и розничный рынки электроэнергии, теоретически является наиболее эффективной.

При этом каждая из перечисленных моделей может быть реализована по-разному. На практике реформы электроэнергетики в разных странах различались не только с точки зрения целей и выбранной целевой модели, но и разной степенью либерализации рынка, механизмами реализации отдельных шагов реформы, длительностью и последовательностью ее этапов и пр. В табл. 1 дана информация по ряду стран, проводивших в разное время реформу электроэнергетики, а также основные шаги реформы и последовательность их введения. Можно видеть, что развивающиеся страны предпочитают не вводить конкуренцию на уровне розницы, некоторые страны не допускают независимых иностранных производителей, а во Франции, например, не было проведено масштабной приватизации и не введен оптовый рынок электроэнергии. Отсутствие приватизации в США объясняется тем, что там государство с самого начала не было основным собственником

вертикально интегрированных компаний в электроэнергетике. Стоит отметить, что, как правило, на первом этапе реформы происходит разделение вертикально интегрированных компаний на разные сегменты и в сегментах с возможностью конкуренции создаются условия для ее появления. Именно поэтому введение конкуренции в сегменте генерации предшествует появлению оптового рынка, а в некоторых странах (например, Германии, США или Новой Зеландии) конкуренция в сегменте розницы также появляется раньше, чем запуск оптового рынка. В последнем случае розничные поставщики, хотя и покупают электроэнергию у единого оптового поставщика, могут конкурировать за потребителей за счет сочетания тарифов, дополнительных услуг, надежности, простоты обслуживания и т. п.

В табл. 1 проиллюстрированы различные возможные траектории реформ. Выбор случаев, включенных в таблицу, обусловлен желанием показать различие мирового опыта в этом плане. Аргентина и Бразилия — развивающиеся страны с характерными для них проблемами (прежде всего институциональными и макроэкономическими). Чили — первая страна, которая провела последовательную реформу электроэнергетики. Великобритания — также один из первых примеров реформы, к тому же один из наиболее полно проанализированных в научной литературе. США показательны как случай, когда изначально было довольно много частной собственности в отрасли и отсутствовало единое регулирование (в разных штатах есть свои особенности). В Бразилии, Новой Зеландии и Норвегии преобладает гидроэнергетика, что может оказывать влияние на проведение реформ с точки зрения технологических ограничений. Франция и Германия демонстрируют два различных подхода к реформе в рамках общих норм ЕС. Австралия и Новая Зеландия — примеры изолированных энергосистем. Наконец, *Nordpool*³ — пример объединения ряда национальных энергосистем для обеспечения большей надежности и меньшей волатильности цен для конечных потребителей.

В табл. III приведены основные характеристики энергосистем этих стран в разрезе их масштаба и структуры генерации. Можно видеть, что страны, проводившие реформы, существенно различаются по размерам энергосистем, потреблению электроэнергии на душу населения и структуре генерации. Отметим, что страны с самой большой долей возобновляемых источников характеризуются высокой долей гидрогенерации, что означает необходимость учитывать специфику этого сектора.

³ *Nordpool* — объединенная биржа электроэнергии северных стран, созданная в результате дерегулирования сектора электроэнергетики в Скандинавии и объединения электросистем Норвегии, Финляндии, Швеции и Дании в 1991–2000 годах.

Т а б л и ц а 1

T a b l e 1

Год начала основных этапов реформы для ряда стран

Year of the Introduction of Major Reform Stages for a List of Countries

Страна	Допуск независимых иностранных производителей	Приватизация	Разделение по видам деятельности	Введение оптового рынка электроэнергии	Введение независимого регулятора	Введение конкуренции на уровне розницы
Австралия	1992	1994	1993	1994	1995	1994
Аргентина	1992	1991	1992	1992	1992	
Бразилия	1995	1995	1995	1998	1996	
Великобритания	1991	1990	1990	1990	1989	1990
Германия	1993	1998		2000	1998	1998
Канада		1996	1996	1996	1995	2001
Новая Зеландия	1996	1994	1996	1996	1996	1993
США		1992	1998	1998	1992	1997
Франция			2001		2000	2000
Чили	1993	1982	1985	1985		
<i>Notrpool:</i>						
Дания	2003	1999	1999	1999	2000	2003
Норвегия	1996	1991	1992	1991	1991	1991
Финляндия	1997	1996	1996	1996	1998	1999
Швеция	1996	1992	1991	1992	1992	1999

Источники: по развитым странам [Nagauma, 2010]; по развивающимся странам [Utrlainen, Yang, 2018].

Многообразие решений отражает комплексность проблемы реформирования электроэнергетики, поэтому для анализа разных аспектов реформ должны применяться разные подходы. Наш обзор построен на работах, содержащих:

- описание реформ в отдельных странах или группе стран;
- анализ особенностей реформирования отдельных сегментов отрасли;
- анализ влияния реформ на отрасль в целом, на ее поставщиков и потребителей, на общественное благосостояние и всю экономику;
- межстрановой сравнительный анализ отдельных результатов реформ (динамики цен, экономической и технологической эффективности, показателей надежности электроэнергетики).

В настоящей работе особое внимание уделено обобщению результатов анализа нюансов реформирования отдельных сегментов электроэнергетики с точки зрения теоретических ожиданий и практических результатов.

2. Либерализация и приватизация в сегменте генерации

Либерализация в сегменте генерации электроэнергии предполагается моделями отраслевого устройства 2–4 (по [Hunt, Shuttleworth, 1996]) и составляет обязательную часть реформы в каждой стране. Основная идея заключается в отделении генерации (потенциально конкурентного сегмента) от системы передачи электроэнергии (естественной монополии). Представляется, что управление на основе рыночных механизмов в генерации изменит систему стимулов как со стороны производителей (снижение издержек, забота о качестве), так и со стороны потребителей (внимание к качеству и цене).

Конкретные шаги по либерализации генерации различались в разных странах на разных стадиях реформы. В одних случаях (например, в США, Индии, Пакистане, Индонезии, странах Африки) либерализация начиналась с обеспечения доступа на рынок независимых производителей электроэнергии в рамках модели одного покупателя. На примере раннего этапа реформ в США было показано, что допуск независимых производителей привел к снижению цен и более высокой конкуренции [White et al., 1996], хотя крупные организации, работавшие на рынке до реформы, оказывали давление на регулирующие органы, чтобы сдерживать допуск новых фирм [Newbery, 2005; White et al., 1996].

В других случаях генерирующие мощности были отделены от остальной части отрасли с созданием ряда конкурирующих компаний и их приватизацией. Примерами могут служить *CEGB* в Великобритании, *EdF* во Франции (без приватизации), РАО «ЕЭС» в России, *SEGBA* в Аргентине. В академической литературе подробно рассмотрен ряд таких случаев приватизации, включая британский [Domah, Pollitt, 2001; Grubb, Newbery, 2018], бразильский [Mota, 2004], чилийский [Pollitt, 2004], перуанский [Anaya, 2010], аргентинский [Nagayama, Kashiwagi, 2007; Pollitt, 2008a] и др. Можно констатировать, что единого подхода к способам введения конкуренции не было ни среди развитых, ни среди развивающихся стран.

Как показано в [Newbery, 2002], во многих странах приватизация являлась важным элементом реформ и позволила избавиться от ряда недостатков государственных предприятий. В числе этих недостатков — произвольное вмешательство государства в операционную и инвестиционную деятельность, закрытость информации и сложности в оценке эффективности, нечетко определенные корпоративные цели и др. Приватизация монополий, даже без изменений в структуре компании, подчиняет фирму конкурентным рыночным силам, внешнему регулированию на рынках капитала, труда и других факторов производства, а также уменьшает возможности для коррупции.

Авторы [Triebs, Pollitt, 2019] оценили влияние приватизации на эффективность компаний в секторе электроэнергетики Великобритании с точки зрения агентской теории. Сделан вывод, что в условиях конкуренции частные компании имеют больше стимулов к повышению эффективности, чем государственные. Приватизация является важной частью реформирования электроэнергетики, однако государство продолжает присутствовать в различных формах во многих странах даже после завершения основных этапов реформ [Pollitt, 2020. P. 41].

В [Zhang et al., 2008] рассмотрены данные по 51 развивающейся стране с 1985 по 2000 год для оценки того, как на результаты реформ влияли такие составляющие, как приватизация, регулирование и создание конкуренции в сегменте генерации. Ее развитие оказало положительное влияние на расширение установленной мощности, производительность труда и цены на электроэнергию для промышленных потребителей. Рассмотренные по отдельности приватизация и изменение регулирования не оказывали значимого влияния на результаты реформ, однако их сочетание повышало доступность электроэнергии, установленную мощность на душу населения и производительность труда.

В связи с этими результатами возникают вопросы. Должны ли приватизация, изменение регулирования и внедрение конкуренции в сегменте генерации происходить одновременно или в определенной последовательности? Влияет ли она на результаты реформ?

Авторы [Zhang et al., 2005] на данных 25 развивающихся стран в период 1985–2001 годов выявили, что если независимое регулирующее агентство основано до приватизации, это приводит к большей доступности электроэнергии и более высоким уровням генерирующих мощностей. Если конкуренция была введена до приватизации, следствием становятся более высокие показатели производительности капитала, коэффициента использования установленной мощности и темпов ввода новых мощностей. Авторы предполагают, что хотя их результаты не позволяют установить причинно-следственные связи, приватизация сама по себе не способна дать ожидаемые от реформы положительные результаты.

3. Оптовый рынок электроэнергии

Либерализация и приватизация в секторе генерации не принесут ожидаемых положительных результатов, если не будут созданы эффективные рыночные механизмы. Поэтому важным решением является оптимальная организация оптового рынка электроэнергии (модели 3 и 4, согласно [Hunt, Shuttleworth, 1996]). Рынок электроэнергии отличается от рынков обычных товаров рядом весьма специфических свойств [Creti, Fontini, 2019; Joskow, 2006; Joskow, Tirole, 2007]. В их числе — необходимость сосуществования фирм с разными технологиями генерации, невозможность хранения электричества и балансировки спроса и предложения в реальном времени, ограничение мощности на стороне генерации, низкая ценовая эластичность спроса, существенная изменчивость объемов спроса во времени. Всё это создает сложности в обеспечении эффективной работы оптового рынка. Многообразие видов его организации (включая набор рынков, формирующих оптовый рынок электроэнергии) отражает различие в подходах к решению этой задачи⁴.

В результате даже при наличии достаточных базовых мощностей рыночные цены не будут стабильны в периоды пиковых нагрузок, если мало число фирм, обеспечивающих дополнительную генерацию в условиях повышенного спроса. Такая ситуация по-

⁴ Некоторые тонкости организации оптового рынка электроэнергии на практике обсуждаются в работе лауреата Нобелевской премии по экономике 2020 года Роберта Уилсона [Wilson, 2002].

вышает вероятность олигополистического сговора. Вероятность злоупотребления рыночной силой также возрастает, если одна фирма может стратегически снизить загрузку своих мощностей, чтобы создать недостаток общей генерирующей мощности на рынке.

Вероятность злоупотребления рыночной силой выше в случаях небольших стран, где для удовлетворения спроса на электроэнергию достаточно небольшого объема установленной мощности, дробить который нецелесообразно (прежде всего из экономических соображений⁵). Это справедливо также для стран и регионов, в которых имеются крупные источники гидрогенерации (например, Норвегии и Чили [Amundsen, Bergman, 2006]), в силу технологических причин. Характерна такая вероятность и для крупных стран, в которых отдельные регионы изолированы от соседних или между регионами недостаточно межсистемных линий для обеспечения эффективного перераспределения электроэнергии. Таким образом, ситуации, при которых складываются условия для проявления рыночной силы, являются достаточно распространенными.

В силу этого в академической литературе уделяется много внимания анализу эффективности конкуренции на рынках электроэнергии. В [Newbery, 2005] рассмотрена генерация в Великобритании на ранних этапах реформы. После приватизации на рынке действовали две доминирующие фирмы, что привело к неявному сговору между ними. Эта ситуация потребовала регуляторного вмешательства: ценовое регулирование оптового рынка на первом этапе, затем принуждение олигополистов к продаже генерирующих активов для повышения конкуренции и введение новых правил установления цен для снижения рыночной силы и возможностей ее использования участниками рынка.

Авторы [Woo et al., 2003] провели сравнительный анализ оптовых рынков электроэнергии в Великобритании, Норвегии, канадской провинции Альберта, американском штате Калифорния. Исследователи пришли к выводу, что ввести конкуренцию в сегменте генерации недостаточно для обеспечения надежного сервиса и стабильных цен. Ряд несовершенств рынка (неэффективные правила, неэластичность спроса по цене, дефицит мощностей) создают возможности для злоупотребления рыночной силой доминирующими

⁵ Небольшие генерирующие компании будут находиться в менее выгодных условиях при привлечении средств для инвестиций в обновление и развитие как на финансовом рынке, так и в банковской системе, поскольку размер активов может оказаться сопоставим с необходимыми инвестициями.

ми генерирующими компаниями через стратегическое поведение в ходе торгов на поставку электроэнергии.

В [Joskow, Kahn, 2002] отдельно рассмотрена ситуация на оптовом рынке электроэнергии в Калифорнии перед кризисом отрасли в 2001 году. В работе показано, что стремительный рост цен на электричество в 2000–2001 годах только частично объясняется объективными экономическими факторами. По мнению авторов, высокие цены в 2001 году стали результатом злоупотребления рыночной силой генерирующих компаний, имевших возможность стратегически придерживать генерирующие мощности для повышения цен. Аналогичный результат был получен при исследовании рынка электроэнергии Калифорнии и кризиса 2001 года в работах [Blumstein et al., 2002; Sweeney, 2002].

В [Amundsen, Bergman, 2006] показано, что дополнительным фактором кризиса в Калифорнии являлось фиксирование розничных цен на уровне 1996 года вплоть до 2002-го. Это не позволило донести ценовые сигналы о дефиците электроэнергии до потребителей, не адаптировавших спрос в ответ на снижение предложения. С учетом этого автор [Wolak, 2003] пришел к выводу, что кризис был предопределен неэффективными правилами регулирования.

Для снижения рисков злоупотребления рыночной силой предлагается использовать долгосрочные контракты между потребителями электроэнергии и генерирующими компаниями. Длительные контракты потенциально более конкурентны, чем контракты на спотовом рынке, так как они могут быть подписаны с новыми генерирующими компаниями еще до их входа на рынок [Sweeney, 2002]. В краткосрочном периоде рыночная сила также может быть существенно снижена за счет регуляторного ограничения возможностей генерирующих компаний стратегически выводить из нагрузки мощности без предварительного уведомления⁶. Другой путь повышения конкуренции в генерации даже при высоком уровне концентрации заключается в создании форвардных финансовых рынков. Развитая система торговли производными ценными бумагами позволит хеджировать риски и повышать эффективность оптовых рынков электроэнергии [Allaz, Vila, 1993; Amundsen, Bergman, 2006].

Отметим, что неэффективные правила функционирования оптового рынка электроэнергии, особенно на ранних этапах его введения, отражают не только просчеты авторов соответствующих реформ, но и сложность создания рынка вообще и рынка

⁶ В Великобритании лицензия на генерацию включает такое условие [Pollitt, 2020].

электроэнергии в частности [Wilson, 2002]. По мере накопления опыта стало понятно, что разработка дизайна оптового рынка электроэнергии связана с созданием не только инфраструктуры для взаимодействия продавцов и покупателей, но и дополнительных структур, включая рынок поддержки частоты и напряжения в сети, а также рынок резервных мощностей. Вспомогательные рынки позволяют обеспечивать требуемое качество электроэнергии в реальном времени [Stoft, 2002]. В [Newbery et al., 2016] подчеркивается, что с ростом сложности системы электрогенерации (повышение децентрализации и включение новых типов генерирующих мощностей) эффективность вспомогательных рынков (особенно рынка резервных мощностей) становится всё более значимой. Например, в Великобритании ожидается повышение значимости вспомогательных рынков с 2% от оптовой цены в 2015 году до 25% в 2030-м⁷.

Ряд работ исследует вопрос об участии потребителей в балансировке оптового рынка электроэнергии. Предполагается, что сокращение спроса (отказ от потребления электроэнергии за соответствующую компенсацию) является одним из наиболее дешевых способов восстановления баланса на рынке электроэнергии. Часто это рассматривается как ключевой фактор гибкости в любой электросистеме, особенно важный для управления спросом и поддержания резервных мощностей в периоды пиковых нагрузок. В [Taylor et al., 2014] подчеркивается, что такое участие потребителей в балансировке оптового рынка существенно снижает вероятность системной аварии (блэкаута). Авторы [Han et al., 2018] также отмечают, что реформы в электроэнергетике должны приводить к усилению роли потребителей в балансировке рынка. Согласно [Khalid, 2016], сокращение спроса (в процентах от пиковой нагрузки) составляло 3,2% в Великобритании и 9,1% — на рынке PJM⁸. Однако в литературе отсутствуют оценки величины оптимального участия потребителей в балансировке рынка, как и оценки вклада такого участия в повышение эффективности оптового рынка электроэнергии.

4. Мотивация к инвестициям в секторе генерации

На многих развивающихся рынках (в частности, в Аргентине, Бразилии, Чили) одной из главных целей реформ электроэнерге-

⁷ Авторы [Pollitt, Anaya, 2016] дают обзор современного развития вспомогательных рынков в Германии, Великобритании и Нью-Йорке.

⁸ Обширная область на востоке США, обслуживаемая электросетевой компанией *PJM Interconnection*, включает столичный город Вашингтон и несколько прилегающих штатов, в том числе Пенсильванию, Нью-Джерси и Мэриленд, от названий которых и образовано сокращение PJM.

тики было привлечение частных инвестиций в сегмент генерации. Хотя в целом эти реформы дали положительные результаты (по крайней мере на начальных этапах, согласно [Pollitt, 2004; 2008]), с экономической точки зрения не вполне ясно, привела ли конкуренция в сегменте генерации к общественно оптимальным уровням частных инвестиций.

По мнению, изложенному в [Joskow, 2006], недостаточные инвестиции в генерацию связаны с тем, что оптовые цены в период пиковых нагрузок не возрастают в достаточной степени в силу различных нерыночных регуляторных ограничений. Отсюда следует, что при наличии таких регуляций нет возможности привлечь достаточные частные инвестиции для создания мощностей, необходимых для покрытия пиковых нагрузок и поддержания надежности. Это означает, что нерыночное регулирование должно отменяться либо, если оно сохраняется, сопровождаться дополнительными мерами по стимулированию инвестиций.

В [Joskow, Tirole, 2007] обсуждается вопрос привлечения инвестиций в ситуациях, когда невозможно избежать нерыночного регулирования. К подобным ситуациям авторы относят использование ценовых ограничений для сдерживания злоупотреблений рыночной силой. Такие ограничения приводят к искажению потребительских цен, низким прибылям производителей в периоды пиковых нагрузок и как результат — недостаточному инвестированию. С точки зрения регулятора, если рентабельность инвестиций в генерирующие мощности выше средней, это может указывать на возможное злоупотребление рыночной силой. Если же рентабельность ниже средней, это может стать причиной недоинвестирования в отрасль, что крайне нежелательно. Возможным решением проблемы могут стать обязательства по резервированию мощностей с соответствующими платежами. Резервирование мощностей означает, что при подключении нового потребителя к системе она должна в идеале обеспечить достаточные мощности для его снабжения по максимально необходимой ему нагрузке. Однако если реальное потребление существенно ниже максимально возможного, в энергосистеме приходится содержать избыточное количество производственных мощностей. Чтобы предотвратить это, а также избежать варианта, когда невозможно обеспечить потребителя достаточным объемом электроэнергии, существует практика взимания платы с потребителей за резервирование мощности под заявленные ими максимальные нужды. Это создает стимулы для инвестиций в необходимые мощности со стороны генерации и дестимулирует завышение реальных потребностей со стороны потребителей.

Автор [Michaels, 2004] на примере реструктуризации электроэнергетики в США обсуждает важное достоинство вертикальной интеграции, которая фактически представляет собой вариант долгосрочного контракта и позволяет компаниям, потребляющим или производящим долгосрочную продукцию, защищаться от риска, что цена или доступность этой продукции резко изменится. Если разделение вертикально интегрированной компании не сопровождается созданием других возможностей для хеджирования подобных рисков (например, через долгосрочные форвардные контракты), то долгосрочные инвестиции станут более рискованными, не выигрывая в доходности, и надежность всей системы будет нарушена из-за недоинвестирования. Схожая точка зрения представлена в работе [Joskow, 2003]. Подобное видение согласуется с теорией трансакционных издержек Коуза: при вертикальной интеграции часть таких издержек интернализируется [Coase, 1960].

Авторы [Howell et al., 2010] обращают внимание, что в результате реформы при разделении отрасли по видам деятельности возникает серьезное несоответствие горизонтов планирования и инвестиционных горизонтов между субъектами в генерации (долгосрочный горизонт планирования, высокие риски, серьезные невозвратные потери) и сбытовой части (краткосрочный горизонт планирования, высокая зависимость от спроса).

[Deng, Oren, 2006] также отмечают, что при реструктуризации электроэнергетики рынок производных ценных бумаг играет важную роль в обеспечении эффективного управления рисками, включая и инвестиции в мощности и сети. Правильный дизайн рынка отраслевых производных финансовых инструментов может существенно улучшить рыночный результат, получаемый от реформы электроэнергетики. В идеале должна наблюдаться стандартизация контрактов, поскольку это снизит трансакционные издержки и повысит ликвидность, которая нужна для эффективного управления риском.

Однако авторы [Grubb, Newbery, 2018] в рамках анализа реформ в электроэнергетике Великобритании отмечают, что форвардные рынки обычно не выходят за пределы одного года, тогда как период возврата инвестиций более длителен для любой существующей на данный момент генерирующей технологии. Это означает, что для обеспечения инвестиций в новую инфраструктуру могут потребоваться дополнительные гарантии⁹. Такими гарантиями

⁹ Этот аргумент относится к любым инфраструктурным отраслям с высокими начальными вложениями (производство электричества, газа, водоснабжение, железнодорожный транспорт).

может быть установление минимальной цены на несколько лет вперед с обязательством государства доплачивать до нее в случае низких рыночных цен.

Вследствие несоответствия горизонтов планирования в ряде стран наблюдается слияние бытовых компаний с компаниями сектора генерации (например, в Великобритании, Австралии, Новой Зеландии). Такие компании лучше защищены от ценовых рисков и имеют возможность согласовывать инвестиционную деятельность с прогнозом сбыта. Исследование [Hogan, Meade, 2007] показало, что злоупотреблений рыночной силой в случае такой интеграции не наблюдается.

Таким образом, при выборе глубины разделения отрасли на сегменты по видам деятельности необходимо иметь в виду, что запрет компаниям, действующим в одном сегменте, владеть активами компаний другого сегмента может негативно сказаться на стимулах к инвестициям в генерацию. Однако даже наличие тенденции к интеграции не означает отсутствия необходимости дополнительного участия государства для обеспечения оптимального объема инвестиций в электроэнергетике [Grubb, Newbery, 2018]. В [Woo et al., 2003] отмечается, что для стран, в которых наблюдается высокий рост спроса на электроэнергию при отсутствии избыточных мощностей, не подойдут варианты реформы, реализованные в таких странах, как Великобритания, Норвегия или США (Калифорния). Таким странам имеет смысл начать с реформы регулирования, а не с полной структурной реформы.

По мере обострения проблемы привлечения инвестиций в генерацию в объеме, достаточном для надежного обеспечения потребителей электроэнергией, появлялись ее решения, основанные на введении механизмов вознаграждения за предоставленную мощность¹⁰, в частности:

- платежи за мощность — административно устанавливаемая надбавка к цене, которую получают производители, удовлетворяющие определенным условиям (применяются в Италии, Чили, Аргентине, Перу, Польше, Испании);
- аукционы мощности — основаны на объемах необходимой мощности, как правило, проводятся системным оператором отдельно по разным временным горизонтам (применяются, например, в Великобритании, США (PJM), Западной Австралии, Бразилии);

¹⁰ Более детальный обзор плюсов и минусов разных типов механизмов вознаграждения за мощность приводится в главе 23 работы [Creti, Fontini, 2019].

- обязательства по мощности — децентрализованный механизм, в рамках которого либо поставщик электроэнергии обязуется обеспечить определенный объем мощности в определенных временных рамках, либо потребитель электроэнергии обязуется обеспечить загрузку определенного объема мощности в определенных временных рамках; фактически речь идет о двустороннем контракте между производителем и потребителем электроэнергии (применяется в США (Калифорнии), некоторое время применялся в Канаде);
- стратегические резервы — мощность, находящаяся либо во владении системного оператора, либо зарезервированная субъектами генерации для его нужд за отдельную плату; этот механизм позволяет обеспечить выполнение обязательств по поставке электроэнергии в случаях пиковых нагрузок и нештатных ситуациях (применяется в Бельгии, Швеции, Литве);
- опционы надежности — опционные контракты (колл-опционы) на поставку или потребление мощности, заключаемые поставщиками или потребителями электроэнергии и системным оператором (используются в Ирландии, Колумбии, Италии).

Следует отметить вариативность использованных механизмов привлечения инвестиций. Выбор конкретного механизма не связан со степенью развитости экономики или особенностями сектора электроэнергетики — похожие страны использовали разные подходы, а одинаковые механизмы были реализованы в существенно различающихся странах.

5. Передача электроэнергии и роль системного оператора

Ключевая роль системного оператора (СО) состоит в поддержании баланса на рынке в реальном времени на основе минимизации издержек. Существуют различные модели организации СО в зависимости от того, что входит в его компетенции. На практике выделяют следующие основные модели [Pollitt, 2008b]:

- полностью независимый оператор системы передачи — полностью отделен от генерации и распределения электроэнергии, владеет и управляет активами по передаче (сетями) электроэнергии (*National Grid* в Великобритании);
- юридически отделенный оператор системы передачи электроэнергии — юридически независим от остальных частей

системы, владеет и управляет сетями, однако права собственности на активы самого СО находятся у владельцев генерирующих и/или сбытовых компаний (*RTE* во Франции);

- независимый системный оператор — не владеет активами по передаче электроэнергии, но независим от остальных частей системы (*PJM Interconnection* в США);
- гибридная модель, в рамках которой и системный оператор, и сети независимы от остальных частей системы, но также независимы друг от друга (Чили и Аргентина);
- вертикально интегрированная компания — вариант, от которого страны стараются уйти в результате реформ.

Следует отметить, что развитые страны следовали разным моделям организации СО. В дополнение к этому разные страны применяют различные принципы допуска генерирующих компаний к передающим сетям.

Согласно исследованию [Pollitt, 2008b], нет убедительных эмпирических доказательств предпочтительности какой-либо модели организации системного оператора. Этот результат обусловлен среди прочего невозможностью установить причинно-следственные связи между выбранной моделью организации СО и эффективностью работы электроэнергетики, поскольку реформа влияет одновременно на разные аспекты функционирования отрасли. Однако изучение отдельных примеров показало, что в наиболее успешных случаях (Великобритания, скандинавские страны) отделение владения сетями от управления рынком электроэнергии играло значительную роль.

Важным аспектом функционирования СО является размер контролируемой территории. В некоторых странах существует единый СО (как в странах ЕС), в других случаях в одной стране есть несколько СО, разделенных по территориальному признаку (как в США). Как правило, чем больше управляемая оператором территория, тем лучше система может быть оптимизирована для использования генерирующих мощностей с низкими издержками и экономии на поддержании резервных мощностей как в краткосрочном, так и в долгосрочном периодах. Конкуренстный оптовый рынок электроэнергии обычно находится в границах территории, управляемой одним СО.

Объединение территорий, управляемых разными СО, приводит к расширению охвата оптового рынка и единой ценовой зоны. Это произошло в Великобритании при расширении территории, управляемой компанией *National Grid*, через объединение Шот-

ландии, Англии и Уэльса в одну зону, и в США — с созданием PJM-рынка. В случае PJM развитие и расширение СО обеспечило значительные выгоды путем устранения ценовой неэффективности между разделенными прежде территориями [Mansur, White, 2009]. Однако для достижения положительного эффекта важна техническая возможность передачи больших объемов электроэнергии от одной территории другой. Ограничение возможностей передачи электроэнергии между территориями может приводить к более высоким ценам для потребителей, как это произошло при присоединении рынка Шотландии к общему рынку Англии и Уэльса [Grubb, Newbery, 2018].

Создание оптового рынка электроэнергии было важной частью реформ во многих странах, при этом конкретные механизмы работы рынков различались даже среди стран со сходными характеристиками. На основе международного опыта можно выделить три основные системы администрирования и отбора электроэнергии, используемые СО.

Отбор на основе издержек (*cost-based dispatch*) практикуется в странах Латинской Америки [Newbery, 2016] и Ирландии [Pollitt, 2008b]. При такой системе для поставки электроэнергии отбираются генерирующие мощности с наименьшими предельными издержками (вычисляемыми на основе известных операционных параметров). Подход является эффективным для ограничения рыночной власти на небольших рынках электроэнергии при наличии относительно крупных генерирующих компаний.

Централизованный отбор на основе цен (*central price-based dispatch*) означает отбор электроэнергии на основе поданных ценовых заявок. Этот подход схож с подходом на основе издержек, но вместо параметров издержек используются заявки, поданные генерирующими компаниями на оптовом рынке (на день вперед). Это стандартный метод, используемый СО в США.

Самостоятельное диспетчирование (*self-dispatch*) используется в Европейском союзе [Pollitt, 2012]. При этой системе генераторы электроэнергии и потребители заключают прямые контракты (по ценам, сформированным в результате взаимных переговоров, или на основе цены оптового рынка). Далее компании заявляют законтрактованные объемы системному оператору, который принимает и передает энергию с учетом существующих системных ограничений.

В теории такая система более эффективна, чем централизованный отбор на основе цен, поскольку отражает более актуальную информацию об операционных условиях и спросе, с которыми сталкиваются генерирующие фирмы. На практике это приводит

к возможности поставок электроэнергии менее эффективными генерирующими компаниями. Эмпирические результаты подтверждают, что такая система несколько менее эффективна, чем централизованный отбор на основе цен [Pollitt, 2020; Sioshansi, Pfaffenberger, 2006].

Операционная независимость СО от генерирующих и сбытовых компаний, а также от властей различного уровня является важным моментом функционирования СО. Поскольку физические поставки электроэнергии в общую систему и выручка генераторов тесно связаны, важно, чтобы отбор поставщиков производился в интересах всей системы, а не отдельных собственников внутри нее. Там, где сетевая монополия остается интегрированной с конкурентной генерирующей или сбытовой деятельностью, необходимо обеспечить отсутствие ценовой дискриминации на доступ к сетям. При этом важно снижать ограничения на пропускную способность сетей [Hogan, 1992]. Как отмечается в работе [Pollitt, 2008b], ограничения на физическую возможность передачи электроэнергии актуальны как для развивающихся, так и для развитых стран.

6. Распределение, сбытовые компании и розничные рынки

На практике наблюдаются различия в подходах к организации сегментов распределения (управления низковольтными сетями) и сбыта электроэнергии конечным потребителям (домохозяйствам и коммерческому сектору). Распределение обычно рассматривается как естественная монополия, которая представлена на каждой территории единственной компанией. В одних странах эта же монополия может осуществлять продажи электроэнергии конечным пользователям, тогда как в других распределение и сбыт электроэнергии представляют собой отдельные сегменты.

Устройство розничных рынков электроэнергии также может различаться в разных странах. Наиболее рыночный вариант предполагает наличие на каждой территории нескольких сбытовых компаний, конкурирующих за счет разных тарифных планов. При этом любой потребитель может выбрать или сменить поставщика электроэнергии по своему усмотрению. Стоит отметить, что, по данным исследования 2009 года [Blumsack, Perekhodtsev, 2009], лишь небольшой процент потребителей из тех, кто имеет такую возможность, переключается на новых поставщиков. Главными препятствиями при выборе другого поставщика оказались инерция и высокие издержки по сравнению с финансовым выигрышем при переключении.

В другом варианте организации розничного рынка электроэнергии потребители покупают электроэнергию у единственной сбытовой компании по регулируемым тарифам. Кроме того, в разных странах действует разное регулирование в отношении того, какие крупные промышленные потребители могут покупать электроэнергию не через сбытовые компании, а непосредственно на оптовом рынке.

Авторы [Boroumand, Zachmann, 2012] показали, что для устойчивого развития сбытовых компаний необходимо обеспечить возможность хеджирования рисков, поскольку реальный спрос потребителей становится известным только *ex post*. Варианты хеджирования, способствующие снижению рисков, включают и заключение особых двусторонних контрактов с потребителями (например, предусматривающих минимальный объем потребления), и использование инструментов финансового рынка (форвардных и опционных контрактов). Однако с точки зрения управления рисками сбытовых компаний финансовые контракты не могут служить полноценной заменой принятию решений в условиях вертикально интегрированных компаний. Это является еще одним аргументом в пользу разрешения интеграции генерирующих и сбытовых компаний.

Большинство стран, в которых существует конкурентный оптовый рынок, всё же используют регулируемые тарифы для конечных потребителей. Это справедливо для многих стран ЕС¹¹, большинства штатов США и стран Южной Америки. Отметим, что в рамках российской реформы предполагалось введение розничных рынков электроэнергии, но практическое воплощение этой задачи было отложено.

7. Некоторые общие выводы относительно реформ

Как можно вывести из сказанного, результаты реформ в разных странах значительно различались. Это связано как со структурой энергосистем этих стран, так и с тем, что мотивировало реформы и — самое главное — как именно на каждом этапе реформ решались конкретные вопросы о структуре отрасли, ее регулировании и регуляторных изменениях в ответ на возникающие проблемы. В табл. 2 приведены основные характеристики реформ в ряде стран, включая предпосылки и цели реформы, оценку ее успешности и шаги по ее продолжению. Следует отметить, что

¹¹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2015.pdf.

Т а б л и ц а 2

T a b l e 2

Основные характеристики реформы электроэнергетики ряда стран

Key Features of the Electricity Sector Reform in a List of Countries

Страна	Предпосылки, цели и задачи реформы	Оценка успешности реформы	Последующие шаги
Аргентина	Необходимость привлечь инвестиции, улучшить финансовое положение отрасли, повысить уровень электрификации, получить дополнительные доходы в бюджет (приватизация)	До 2002 года результаты реформы были положительными — развитие конкуренции, привлечение иностранных инвестиций, низкие цены для конечных потребителей	После кризиса 2002 года был принят ряд мер, ущемлявших интересы иностранных инвесторов, состоявшие отрасли снова ухудшилось, выросла доля неплатежей
Австралия	Привлечение инвестиций, повышение эффективности функционирования отрасли	В целом удалось создать достаточно конкурентный электроэнергетический сектор, который, однако, имеет выраженное региональное деление. Минимальное государственное вмешательство	Последующие изменения регулирования отрасли связаны с мерами по обеспечению более высокой доли ВИЭ
Бразилия	Необходимость привлечения инвестиций, обеспечения стабильно низких цен на электроэнергию, повышение эффективности работы предприятий отрасли	Основной выигрыш от приватизации и повышения эффективности работы отрасли пришелся на прибыль компаний электроэнергетики. Потребители не получили ожидаемого выигрыша от более низких цен	Изменения в регулировании после реформы касались изменения принципов функционирования рынка мощности — долгосрочный характер позволил более успешно привлекать инвестиции и сделать систему в целом более надежной. Однако преобладание гидрогенерации означает необходимость иметь большие нерыночные запасы мощности. Сохранение вертикально интегрированной структуры в большой части отрасли
Великобритания	Необходимость снизить бюджетный дефицит. Идея приватизации отрасли для развития конкуренции и повышения эффективности, переход к рыночному ценообразованию	Результаты реформы оказались противоречивыми. Конкуренция в генерации в полной мере создать не удалось, но удалось несколько повысить финансовую эффективность	Правительству приходится периодически пересматривать принципы функционирования в отрасли — либо для снижения цен (изменение принципа формирования цены на оптовом рынке), либо для достижения необходимых инвестиций в генерацию для обеспечения надежности системы, а также увеличения доли ВИЭ

Продолжение таблицы 2

Страна	Предпосылки, цели и задачи реформы	Оценка успешности реформы	Последующие шаги
Германия	Необходимость изменить регулирование для более полной интеграции электроэнергетики Восточной и Западной Германии. Стремление повысить эффективность отрасли и снизить цены для конечного потребителя	Сегменты генерации и сбыта характеризуются как конкурентные. Уровень цен для потребителей по стране стал менее волатильным и более равномерным. Однако в стране сохраняются региональные вертикально интегрированные компании, проведено лишь минимально допустимое законодательством ЕС бухгалтерское разделение по видам деятельности	Необходимость дальнейших реформ и значительных изменений для обеспечения целевых показателей по ВИЭ и достижению зеленой энергетики
Канада	Основная цель реформы — формирование рыночных отношений в электроэнергетике, снижение цен для конечных потребителей, повышение эффективности функционирования отрасли	Первый этап реформы признан неудачным. Реформа не принесла низких цен, создала условия для использования рыночной силы, не привела к формированию рыночных сигналов о необходимости инвестиций	После реформы последовало изменение регулирования, частичная интеграция энергосистемы Канады с отдельными энергосистемами США, изменение принципов регулирования отрасли. Вопрос об инвестициях по-прежнему требует вмешательства государства
Новая Зеландия	Необходимость снизить бюджетный дефицит и ослабить общий уровень государственного регулирования экономики, чтобы стимулировать макроэкономическое развитие	Реформа позволила создать более конкурентные условия в отрасли и оздоровить отрасль финансово. Не удалось создать рыночные условия для привлечения инвестиций в генерацию для обеспечения надежности системы	С учетом специфики страны (высокая доля гидрогенерации) была создана специальная комиссия, задача которой состоит в обеспечении достаточной генерации в засушливые годы. Был введен дополнительно хеджирующий сегмент финансового рынка электроэнергии
США	Важное отличие — не нужна приватизация, поскольку отрасль в целом уже находилась в частной собственности. Основная задача — собрать отдельные сети в более крупную систему для обеспечения более стабильного функционирования системы	Реформа не была единой для страны в целом, проходила по-разному в различных штатах или более крупных регионах. В целом ни в одном случае не обошлось без проблем из-за попыток установления ценовых потолков и недостатка рыночных сигналов к инвестициям. В ряде случаев складывались условия для проявления рыночной власти	Первоначальный формат реформированного рынка в разных регионах продолжал трансформироваться. Вводились дополнительные рынки (включая рынок мощности и финансовый рынок), однако система остается плохо интегрированной и нуждается в централизованном планировании для обеспечения надежности

Продолжение таблицы 2

Страна	Предпосылки, цели и задачи реформы	Оценка успешности реформы	Последующие шаги
Франция	Необходимость исполнять требования директивы ЕС о либерализации энергетических рынков	Требования директивы были исполнены в минимально возможном объеме. И регулятор, и отрасль противились проведению реформы. Тем не менее отрасль динамично развивается и успешно обслуживает не только внутренний рынок, но и поставяет электроэнергию на экспорт	Продолжение реформы связано с необходимостью структурной перестройки отрасли для повышения доли ВИЭ в соответствии с курсом ЕС на зеленую энергетику
Чили	Необходимость привлечь в отрасль инвестиции, причудить предприятия жить в условиях жестких бюджетных ограничений, улучшение финансового состояния отрасли	Признана наиболее успешной среди развивающихся стран. Послужила отправной точкой для реформ в других странах Латинской Америки. Дополнительно удалось снизить цены для потребителей	Подстройка правил функционирования оптового рынка и топливного портфеля в зависимости от возникающих сложностей: засухи, перебоев с импортом газа и т. п.
<i>Nordpool:</i>			
Дания	Необходимость снизить нагрузку на бюджет, улучшить финансовое состояние отрасли, привлечь инвестиции в отрасль	Бюджет получил дополнительные средства за счет приватизации. Выравнились региональные цены для конечных потребителей за счет интеграции в <i>Nordpool</i> . Повысилась финансовая и технологическая эффективность отрасли	Привлечение при участии государства инвестиций в дополнительные межгосударственные связи для более полной интеграции страны в <i>Nordpool</i>
Норвегия	Стремление к развитию конкуренции в экономике. Необходимость повысить эффективность отрасли, поскольку частные компании работали более эффективно	Реформа продолжила успешное развитие сложившейся системы с небольшим оптовым рынком, работавшим около двадцати лет до проведения реформы. Предприятия стали в среднем более эффективными. Конкуренция развита не очень сильно из-за преобладания гидрогенерации	Потребители сталкивались с ростом цен в засушливые периоды. Проблема конкуренции и волатильности цен частично решена за счет вхождения в <i>Nordpool</i>
Финляндия	Необходимость снизить нагрузку на бюджет и повысить эффективность работы отрасли. Необходимость выравнивать цены в разных регионах страны	Снизилась нагрузка на бюджет за счет приватизации крупнейшей компании, находившейся в собственности государства. Цены на электроэнергию по регионам частично выравнивались	Последовательное выравнивание цен за счет интеграции внутреннего рынка. Посредничество государства при привлечении инвестиций для интеграции страны в <i>Nordpool</i>

О к о н ч а н и е т а б л и ц ы 2

Страна	Предпосылки, цели и задачи реформы	Оценка успешности реформы	Последующие шаги
Швеция	Стремление ввести больше элементов рыночной экономики для стимулирования экономического роста. Необходимость улучшить финансовое состояние компаний, находящихся в государственной собственности	Успешное развитие рынка на первой стадии реформ. Повышение финансовой эффективности отрасли	Необходимость дополнительного регулирования отрасли для сдерживания роста цен вследствие вывода атомной генерации. Вступление в <i>Nordpool</i> для сдерживания цен и развитие конкуренции

Источники: по данным [Pollitt, 2008a] — Аргентина; [Chester, 2007] — Австралия; [Almeida, Pinto, 1999; Mota, 2004] — Бразилия; [Grubb, Newbery, 2018] — Великобритания; [Pfaffenberger, Chrischilles, 2013] — Германия; [Woo et al., 2003] — Канада; [Dahl, 2015] — США; Новая Зеландия, Норвегия, Швеция; [Reverdý, 2015] — Франция; [Pollitt, 2004] — Чили; [Albertsen et al., 2020] — Дания; [Viijainen et al., 2012] — Финляндия.

цели реформ в разных странах были различны и далеко не всегда включали снижение цен для конечных потребителей.

Как уже отмечалось, побудительные мотивы к реформам в разных странах были разными. В целом в развивающихся странах одной из важнейших целей было привлечение инвестиций (в том числе иностранных) для развития энергосистемы, но также важно было улучшить финансовое состояние отрасли и снизить нагрузку на государственный бюджет, передав предприятия в частную собственность. При этом успешность реформы существенно зависела от общей макроэкономической стабильности и устойчивости регуляторного режима.

В большинстве развитых стран основным побудительным мотивом к реформе было желание снизить нагрузку на государственный бюджет за счет приватизации отдельных частей электроэнергетического комплекса. В дополнение к этому ожидалось повышение финансовой и технологической эффективности отрасли за счет действия рыночных сил. Важным исключением из этого общего тренда является опыт США (отрасль в основном находилась в руках частного сектора, поэтому акцент смещался на повышение эффективности функционирования отрасли) и Франция (основной побудительный мотив к реформе состоял в необходимости соответствовать законодательству ЕС в электроэнергетике, поэтому реформа свелась к обеспечению необходимого регуляторного минимума).

Практически все страны в той или иной мере столкнулись с тем, что устройство оптового рынка электроэнергии не позволяет сформировать сигнал о необходимости инвестиций в генерацию и что возможности финансового рынка в этой области также ограничены, поскольку не позволяют хеджировать стоимость электроэнергии на срок, достаточный для окупаемости вложений в новые инвестиции. Кроме того, стало понятно, что необходимо дополнительно координировать развитие сетей и генерации. Оба этих момента требуют участия государства как координирующей силы, позволяющей исправить возникающие провалы рынка.

Однако участие государства в работе отрасли также оказалось неоднозначным: регулирование на первоначальном этапе не всегда было удачным, а его последующее изменение могло быть как слишком медленным (как в случае с пересмотром правил формирования оптовых цен в Великобритании или потолка цен на рынке Калифорнии), так и слишком поспешным (изменение правил установления розничных цен в Аргентине). Как регуляторная ригидность, так и регуляторная поспешность оказывают негативное

влияние на развитие отрасли. Важность нахождения баланса регуляторной подстройки становится еще более актуальной по мере развития генерации на базе возобновляемых источников энергии.

8. Продолжение реформ в контексте развития ВИЭ

Расширение использования электроэнергии, произведенной на базе возобновляемых источников энергии, влияет на все сегменты электроэнергетики. Однако если в сегменте генерации развитие ВИЭ приводит к наращиванию мощностей и потенциальному повышению конкуренции, то для функционирования оптового рынка и управления передачей электроэнергии развитие ВИЭ создает определенные сложности. Это связано с зависимостью ВИЭ (прежде всего на основе энергии солнца и ветра) от погодных факторов.

С точки зрения оптового рынка стремительное внедрение ВИЭ в энергосистемы приводит к большей волатильности цен (а следовательно, и к более высокой неопределенности), а также более низким ценам в среднем и появлению периодов отрицательных цен [De Vos, 2015]. Хотя потребители выигрывают от низких цен в краткосрочном периоде, в более длительном выигрыш может оказаться нивелирован недостаточными инвестициями в поддержание мощностей генерации на базе традиционных источников энергии [Kungl, 2015].

Высокая изменчивость в генерации электроэнергии на основе ВИЭ означает необходимость перестраивать всю систему электроэнергетики на основе принципов гибкости¹², которые включают увеличение эластичности в генерации и спросе, развитие систем хранения и межсистемных связей [Morales et al., 2014]. Помимо технологических решений и инвестиций в инфраструктуру (развитие систем хранения, смарт-сетей, вложений в магистральные линии электропередачи) необходимы также институциональные изменения в работе оптового рынка [Verzijlbergh et al., 2017]. Среди таких изменений предлагается, например, устанавливать цену за действия СО по управлению безопасностью системы, а также более активно применять участие стороны спроса в балансировке рынка за соответствующее вознаграждение [Borggrefe, Neuhoff, 2011].

Более значимыми становятся и проблемы, связанные с межстрановыми перетоками электроэнергии. Если страны не объеди-

¹² <http://www.edsoforsmartgrids.eu/new/wp-content/uploads/EDSOviews-on-Flexibility-FINAL-May-5th-2014.pdf>.

нены общей системой ценообразования (как *Nordpool* в Скандинавии), основные решения на оптовом рынке принимаются без учета трансграничной торговли электроэнергией. По мере развития ВИЭ и повышения волатильности поставок электроэнергии в систему цена игнорирования такой информации и связанных с этим ошибок будет повышаться [Neuhoff et al., 2013]. Это означает желательность развития международной кооперации вплоть до создания наднационального СО, функционирование которого потенциально связано с дополнительными экономическими издержками и политическими сложностями.

В работе [Aboumahboub et al., 2010] показано, что вложения в создание инфраструктуры для перетоков электроэнергии в глобальном масштабе позволяют сгладить колебания от доступности ВИЭ во времени (и сэкономить на резервных мощностях) и снизить стоимость электроэнергии для всех сторон. Отметим, что прогнозируемое этой моделью снижение цен электроэнергии оставляет открытым вопрос окупаемости инвестиций в создание дополнительной инфраструктуры и новых мощностей ВИЭ.

В то же время развитие генерации в сторону большого количества очень малых объемов означает необходимость введения специальных механизмов управления не только передачей, но и распределением. Это требует институциональных изменений правил работы розничных рынков и необходимость учитывать возможные конфликты интересов в случае владения операторами распределительных сетей объектами генерации в соответствующем регионе. Дополнительно должны вводиться и элементы управления спросом, поскольку потребители часто являются одновременно и малыми производителями в таких системах [Jargstorf et al., 2015].

Отдельный вопрос развития ВИЭ состоит в необходимости гармонизации правил и норм, связанных с выбросами CO₂, поддержкой проектов ВИЭ в странах с высоким уровнем межстрановых перетоков электроэнергии, изменениями в промышленной политике отдельных стран.

Все эти вопросы активно рассматриваются в академической литературе и исследованиях регуляторов. Это позволяет увязывать развитие отрасли с обсуждением оптимальности предлагаемых или происходящих регуляторных изменений. Развитие ВИЭ, которое сейчас рассматривается преимущественно в контексте достижения целей Парижского соглашения и снижения выбросов парниковых газов, ставит вопрос о наличии оптимальной доли такой генерации — как с точки зрения технических параметров (прежде всего надежности системы), так и с точки зрения затрат.

В работе [Knopf et al., 2015] показано, что оптимальная с точки зрения затрат доля ВИЭ в общей электрогенерации Европейского союза находится в пределах от 43 до 56%. Для достижения такой доли ВИЭ разным странам в составе ЕС придется сделать очень разные по относительным объемам инвестиции, в связи с чем возникает вопрос о справедливом распределении вложений в создание новой инфраструктуры.

Таким образом, усиление роли климатической повестки и акцент на развитии ВИЭ порождают новые вызовы в электроэнергетике и требуют продолжения реформирования отрасли. Существенное изменение рынка электроэнергии на стороне предложения означает необходимость институциональных изменений, пересмотра регуляторных подходов и практик, а также усиления их гармонизации в международном масштабе.

Выводы

Наш анализ показывает, что в разных странах мотивы к проведению реформ электроэнергетики различались. В развивающихся странах важным моментом было привлечение частных инвестиций в отрасль и улучшение ее финансового состояния; в развитых представлялось желательным ввести рыночное регулирование в максимально возможном количестве отраслей, поскольку предполагалось, что рынок дает более оптимальные с точки зрения общественного благосостояния результаты. При этом практически во всех странах важным движущим мотивом было снижение нагрузки на государственный бюджет за счет приватизации основных предприятий отрасли.

Несмотря на различие целей, реформы в целом включали схожий набор основных элементов: разделение отрасли на конкурентные и монопольные сегменты, создание оптовых рынков и независимых системных операторов. Однако даже в странах со схожим уровнем экономического развития, схожими проблемами в электроэнергетике и схожими целями реформ (например, в странах Латинской Америки) конкретные шаги при проведении реформ могли существенно различаться (по принципам ценообразования на оптовых рынках, широте функций системного оператора, последовательности различных этапов реформ).

В связи с этим не представляется возможным указать единственно верный и эффективный путь проведения реформы электроэнергетики для всех стран. Однако можно указать на общие сложности, с которыми сталкивались разные страны в ходе ре-

формирования различных сегментов электроэнергетики и которые надо учитывать при планировании реформы и ее развитии.

При проведении структурной реформы с разделением по видам деятельности необходимо принять множество решений по организации каждого отдельного сегмента отрасли. Реструктуризация отрасли часто начинается с либерализации в сегменте генерации, что способствует появлению конкуренции и предшествует либо совпадает по времени с созданием оптового рынка. Создание конкуренции в сегменте генерации может ограничиваться допуском независимых производителей, выделением генерирующих активов вертикально интегрированных структур в отдельные компании или же сочетать оба эти подхода. Если до реформы отрасль находилась преимущественно под контролем государства, встает вопрос и о необходимости приватизации. Здесь помимо экономических соображений важную роль играют вопросы энергетической безопасности страны.

Создание оптового рынка электроэнергии осложняется особенностями продаваемого продукта и технологическими особенностями его производства. Как показывает опыт, при создании рынка могут сложиться условия для появления рыночной силы и стратегического поведения производителей, «придерживающих» мощности для повышения рыночных цен. Это означает необходимость постоянного мониторинга ситуации, что требует прозрачной системы подачи заявок с возможностью их анализа независимыми от рынка структурами. Это также означает необходимость принятия решения о количестве и размере генерирующих компаний в случае выделения генерации из вертикально интегрированной отрасли. В литературе отмечается, что компании не должны быть слишком крупными, а число их не должно быть слишком малым, однако теоретических критериев по выбору количества создаваемых компаний и их размеру в литературе не предлагается.

Следует также иметь в виду, что оптовый рынок электроэнергии сам по себе не способен обеспечить ввод достаточного количества мощностей для создания надлежащего уровня надежности. Это происходит из-за несовпадения долгосрочного горизонта планирования инвестиционного процесса и краткосрочного горизонта в рамках рынка. Для обеспечения необходимых инвестиций требуются дополнительные условия — создание рынка форвардных финансовых инструментов с достаточно длительным горизонтом (что крайне сложно вследствие низкой ликвидности таких инструментов), обеспечение государственных гарантий минимальной цены или введение механизмов вознаграждения за мощность.

При проведении реформы важно решить вопрос об организационной форме и роли СО в новой отраслевой структуре. Убедительных доказательств в пользу предпочтения конкретной организационной формы системного оператора нет. Однако опыт стран, реформы в которых считаются успешными, говорит в пользу отделения собственности на сети от управления рынком электроэнергии. Следует также выбрать наиболее подходящую модель администрирования рынка и отбора электроэнергии для использования системным оператором. Теоретически самостоятельное диспетчирование должно быть более эффективным, но на практике эта модель оказывается менее эффективной по сравнению с централизованным отбором на основе цен.

Создание полноценного розничного рынка электроэнергии осуществляется обычно на более поздних этапах реформы, и не все страны выбирают этот путь. Большинство стран используют в той или иной степени регулируемые тарифы для розничных потребителей. Специфика функционирования сбытовых компаний, когда реализовавшийся спрос становится известен только *ex post*, означает высокие финансовые риски, для снижения которых нужны либо контрактные, либо производные финансовые инструменты.

Развитие ВИЭ, ставшее особенно актуальным в свете усиления роли климатической повестки, означает необходимость продолжения реформ в секторе электроэнергетики. Дальнейшее снижение экономически оправданного масштаба генерации и появление значительного числа малых поставщиков означает смещение акцента с оптового на розничные рынки электроэнергии, а также повышение волатильности и неопределенности на этих рынках. Такое развитие означает необходимость пересматривать принципы работы оптового и розничных рынков, уделять больше внимания вопросам распределения, а также заново решать вопрос с окупаемостью инвестиций в инфраструктуру (особенно передачи и распределения) в условиях снижения цен на электроэнергию. Особую важность приобретают вопросы справедливости распределения затрат и выгод в результате растущей международной интеграции рынков электроэнергии.

Подводя итог, можно отметить, что реформа электроэнергетики ни в одной стране никогда не заканчивается, поскольку технологические и социальные изменения требуют постоянного пересмотра принципов функционирования рынков электроэнергии и поиска более эффективных механизмов управления всеми сегментами электроэнергетики.

Приложение
Аппех

Таблица П1

Table A1

Основные характеристики энергосистем ряда стран, проводивших реформу электроэнергетики, с распределением генерации по типам топлива

Main Characteristics of Power Systems for a List of Countries That Carried Out the Reform of the Electric Power Industry, with the Distribution of Generation by Fuel Type

Страна	Генерация по источникам энергии (ГВт/ч)											Потребление электроэнергии (ТВт/ч)	Потребление электроэнергии на душу населения (МВт/ч)	Доля ВИЭ в генерации (%)	
	уголь	нефть	природный газ	био-топливо	отходы	ядерное топливо	гидро-энергетика	ветер	солнечная энергия	геотермальная энергия	прочие источники				всего
Аргентина	1973	6720	88241	2265		10707	24262	9412	1345			144925	128,8	2,8	25,5
Австралия*	145522	4509	55216	3352			15150	20396	21033			265178	252,2	9,8	22,5
Бразилия	17539	10736	53464	58742	2269	14053	396327	57051	10750		268	621199	540,3	2,5	84,1
Велико-британия	6201	887	114128	35094	9855	50278	7894	75610	12801		11	312759	303,9	4,5	41,2
Германия	148164	4907	99564	44751	12394	64382	24877	130965	50600	217	1174	581995	535,6	6,4	39,3
Канада	31213	5136	70884	9866	317	98211	384745	36100	4280		123	640875	549,7	14,5	67,4
Новая Зеландия*	2360	61	6258	1593			24231	2302	159	8143	62	45169	42,2	8,3	79,9
США	851869	36212	1669868	53097	17330	823191	314316	341416	121083	19292	4716	4252390	4055,5	12,3	19,5
Франция	5067	5266	35203	6496	4461	353833	66708	40704	13579	128	990	532435	449,5	6,7	25,5
Чили	25488	3048	14716	4494			20715	5524	7619	247		81851	78,3	4,0	47,2

Страна	Генерация по источникам энергии (ГВт/ч)											Потребление электроэнергии (ТВт/ч)	Потребление энергии на душу населения (МВт/ч)	Доля ВИЭ в генерации (%)	
	уголь	нефть	природный газ	био-топливо	отходы	ядерное топливо	гидро-энергетика	ветер	солнечная энергия	геотермальная энергия	прочие источники				всего
Дания	3062	263	1184	4973	1718		16	16353	1181			28750	33,3	5,7	72,4
Норвегия	181	219	1312	29	405		141593	9911	27		289	153966	125,2	23,3	96,1
Финляндия	5489	266	3702	10996	892	23291	15856	7938	256		260	68946	81,2	14,7	48,8
Швеция	1783	337	108	7670	3437	48916	71806	27526	1035			162618	126,8	12,3	66,3

* Энергосистема страны изолирована (страна не импортирует и не экспортирует электроэнергию).

Источник: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>.

References

1. Aboumahboub T., Schaber K., Tzschentschler P., Hamacher T. Optimization of the Utilization of Renewable Energy Sources in the Electricity Sector. In: *Proceedings of the 5th IASME/WSEAS International Conference on Energy & Environment*, 2010, pp. 196-204.
2. Albertsen L. H., Andersen M., Boscán L. B., Santos A. Q. Implementing Dynamic Electricity Taxation in Denmark. *Energy Policy*, 2020, vol. 143(C). DOI:10.1016/j.enpol.2020.111543.
3. Allaz B., Vila J.-L. Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory*, 1993, vol. 59, no. 1, pp. 1-16.
4. Almeida E. L. F., Pinto H. Q. Jr. Driving Forces of the Brazilian Electricity Industry Reform. *Energy Studies Review*, 1999, vol. 9, no. 2, pp. 50-65. DOI:10.15173/esr.v9i2.411.
5. Amundsen E. S., Bergman L. Why Has the Nordic Electricity Market Worked So Well? *Utilities Policy*, 2006, vol. 14, no. 3, pp. 148-157. DOI:10.1016/j.jup.2006.01.001.
6. Anaya K. L. The Restructuring and Privatisation of the Peruvian Electricity Distribution Market. *EPRG Working Paper / Cambridge Working Paper in Economics*, no. 1009/1017, 2010. DOI:10.17863/CAM.1121.
7. Blumsack S., Perekhodtsev D. Electricity Retail Competition and Pricing: An International Review. In: Evans J., Hunt L. C. (eds.). *International Handbook on the Economics of Energy*. L., Edward Elgar Publishing, 2009, pp. 663-684.
8. Blumstein C., Friedman L. S., Green R. The History of Electricity Restructuring in California. *Journal of Industry, Competition and Trade*, 2002, vol. 2, no. 1-2, pp. 9-38. DOI:10.1023/A:1020822720063.
9. Borggreve F., Neuhoff K. Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration. *DIW Berlin Discussion Paper*, no. 1162, 2011.
10. Boroumand R. H., Zachmann G. Retailers' Risk Management and Vertical Arrangements in Electricity Markets. *Energy Policy*, 2012, vol. 40(C), pp. 465-472. DOI:10.1016/j.enpol.2011.10.041.
11. Chester L. Who Benefits from the Restructuring of the Australian Electricity Sector? *Journal of Economic Issues*, 2007, vol. 41, no. 4, pp. 981-1001. DOI:10.1080/00213624.2007.11507084.
12. Christensen L. R., Greene W. H. Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation. *Journal of Political Economy*, 1976, vol. 84, no. 4, part 1, pp. 655-676. DOI:10.1086/260470.
13. Coase R. The Problem of Social Cost. *Journal of Law and Economics*, 1960, vol. 3, pp. 1-44. DOI:10.1086/466560.
14. Creti A., Fontini F. *Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules*. Cambridge, Cambridge University Press, 2019.
15. Dahl C. *International Energy Markets: Understanding Pricing, Policies, and Profits*. Nashville, TN, Pennwell Corporation, 2015.
16. De Vos K. Negative Wholesale Electricity Prices in the German, French and Belgian Day-Ahead, Intra-Day and Real-Time Markets. *The Electricity Journal*, 2015, vol. 28, no. 4, pp. 36-50. DOI:10.1016/j.tej.2015.04.001.
17. Deng S. J., Oren S. S. Electricity Derivatives and Risk Management. *Energy*, 2006, vol. 31, no. 6, pp. 940-953. DOI:10.1016/j.energy.2005.02.015.
18. Domah P., Pollitt M. G. The Restructuring and Privatisation of the Electricity Distribution and Supply Businesses in England and Wales: A Social Cost-Benefit Analysis. *Fiscal Studies*, 2001, vol. 22, no. 1, pp. 107-146. DOI:10.1111/j.1475-5890.2001.tb00036.x.
19. Feibelman A., Britt M. *Are Utility Economies of Scale Real, or a Mirage?* 2012. https://www.oliverwyman.com/content/dam/oliver-wyman/global/en/files/archive/2012/LON-UTL91501-001_.pdf.
20. Grubb M., Newbery D. UK Electricity Market Reform and the Energy Transition: Emerging Lessons. *The Energy Journal*, 2018, vol. 39, no. 6. DOI:10.5547/01956574.39.6.mgru.
21. Han L., Han B., Shi X., Su B., Lv X., Lei X. Energy Efficiency Convergence Across Countries in the Context of China's Belt and Road Initiative. *Applied Energy*, 2018, vol. 213, pp. 112-122. DOI:10.1016/j.apenergy.2018.01.030.
22. Hogan S., Meade R. Vertical Integration and Market Power in Electricity Markets. *The New Zealand Institute for the Study of Competition and Regulation's Working Paper Series*, no. 3959, 2007.
23. Hogan W. W. Contract Networks for Electric Power Transmission. *Journal of Regulatory Economics*, 1992, vol. 4, no. 3, pp. 211-242. DOI:10.1007/BF00133621.

24. Howell B., Meade R., O'Connor S. Structural Separation Versus Vertical Integration: Lessons for Telecommunications from Electricity Reforms. *Telecommunications Policy*, 2010, vol. 34, no. 5, pp. 392-403.
25. Hunt S., Shuttleworth G. *Competition and Choice in Electricity*. Hoboken, NJ, John Wiley and Sons, 1996.
26. Jargstorf J., De Jonghe C., Belmans R. Assessing the Reflectivity of Residential Grid Tariffs for a User Reaction Through Photovoltaics and Battery Storage. *Sustainable Energy Grids Networks*, 2015, vol. 1, pp. 85-98. DOI:10.1016/j.segan.2015.01.003.
27. Joskow P. L. Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. *AEI-Brookings Joint Center Working Paper*, no. 06-14, 2006.
28. Joskow P. L. The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US. *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research's Working Paper*, 2003.
29. Joskow P. L., Kahn E. A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. *The Energy Journal*, 2002, vol. 23, no. 4, pp. 1-36. DOI:10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol23-No4-1.
30. Joskow P., Tirole J. Reliability and Competitive Electricity Markets. *The RAND Journal of Economics*, 2007, vol. 38, no. 1, pp. 60-84. DOI:10.1111/j.1756-2171.2007.tb00044.x.
31. Khalid O. *Exploring the Market for Demand-Side Response*, 2016. <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2016/05/O.Khalid.pdf>.
32. Knopf B., Nahmmacher P., Schmid E. The European Renewable Energy Target for 2030: An Impact Assessment of the Electricity Sector. *Energy Policy*, 2015, vol. 85(C), pp. 50-60. DOI:10.1016/j.enpol.2015.05.010.
33. Kungl G. Stewards or Sticklers for Change? Incumbent Energy Providers and the Politics of the German Energy Transition. *Energy Research and Social Science*, 2015, vol. 8, pp. 13-23. DOI:10.1016/j.erss.2015.04.009.
34. Mansur E. T., White M. Market Organization and Efficiency in Electricity Markets. *Yale School of Management Working Paper*, 2009.
35. Michaels R. J. Vertical Integration and the Restructuring of the U.S. Electricity Industry. *SSRN Working Paper*, no. 595565, 2004.
36. Morales J. M., Conejo A. J., Madsen H., Pinson P., Zugno M. *Integrating Renewables in Electricity Markets*. Berlin, Springer, 2014.
37. Mota R. L. The Restructuring and Privatisation of Electricity Distribution and Supply Business in Brazil: A Social Cost-Benefit Analysis. *Cambridge Working Papers in Economics*, no. 0309, 2004.
38. Nagayama H. Impacts on Investments, and Transmission/Distribution Loss Through Power Sector Reforms. *Energy Policy*, 2010, vol. 38, no. 7, pp. 3453-3467. DOI:10.1016/j.enpol.2010.02.019.
39. Nagayama H., Kashiwagi T. Evaluating Electricity Sector Reforms in Argentina: Lessons for Developing Countries? *Journal of Cleaner Production*, 2007, vol. 15, no. 2, pp. 115-130. DOI:10.1016/j.jclepro.2005.11.056.
40. Neuhoff K., Barquin J., Bialek J. W., Boyd R., Dent C. J., Echavarren F., Grau T., Von Hirschhausen C., Hobbs B., Kunz F., Nabe C., Papaefthymiou G., Weber C., Weigt H. Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity. *Energy Economics*, 2013, vol. 40(C), pp. 760-772. DOI:10.1016/j.eneco.2013.09.004.
41. Newbery D. M. Electricity Liberalization in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design. *The Energy Journal*, 2005, vol. 26, pp. 1-29.
42. Newbery D. M. Issues and Options for Restructuring Electricity Supply Industries. *Energy Policy Research Group, Cambridge Judge Business School Working Paper*, no. EP01, 2002.
43. Newbery D. M. Towards a Green Energy Economy? The EU Energy Union's Transition to a Low-Carbon Zero Subsidy Electricity System - Lessons from the UK's Electricity Market Reform. *Applied Energy*, 2016, vol. 179(C), pp. 1321-1330. DOI:10.1016/j.apenergy.2016.01.046.
44. Newbery D. M., Strbac G., Viehoff I. The Benefits of Integrating European Electricity Markets. *Energy Policy*, 2016, vol. 94(C), pp. 253-263. DOI:10.1016/j.enpol.2016.03.047.
45. Pfaffenberger W., Chrischilles E. Chapter 4. Turnaround in Rough Sea - Electricity Market in Germany. In: Sioshansi F. P. (ed.). *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms*,

- New Challenges, New Approaches*. L., Academic Press, 2013, pp. 93-123. DOI:10.1016/B978-0-12-397891-2.00004-3.
46. Pollitt M. G. Electricity Reform in Argentina: Lessons for Developing Countries. *Energy Economics*, 2008a, vol. 30, no. 4, pp. 1536-1567.
 47. Pollitt M. G. Electricity Reform in Chile. Lessons for Developing Countries. *Journal of Network Industries*, 2004, vol. 5, no. 3-4, pp. 221-262. DOI:10.1177/178359170400500301.
 48. Pollitt M. G. *Reforming the Chinese Electricity Supply Sector*. Berlin, Springer, 2020. DOI:10.1007/978-3-030-39462-2.
 49. Pollitt M. G. The Future of Electricity (and Gas) Regulation in a Low-Carbon Policy World. *The Energy Journal*, 2008b, vol. 29, no. S2, pp. 63-94.
 50. Pollitt M. G. The Role of Policy in Energy Transitions: Lessons from the Energy Liberalisation Era. *Energy Policy*, 2012, vol. 50(C), pp. 128-137. DOI:10.1016/j.enpol.2012.03.004.
 51. Pollitt M. G., Anaya K. L. Can Current Electricity Markets Cope with High Shares of Renewables? A Comparison of Approaches in Germany, the UK and the State of New York. *The Energy Journal*, 2016, vol. 37, Bollino-Madlener Special Issue, pp. 69-88.
 52. Reverdy T. *Managing Uncertain Reform Through "Flexible Institutions": Electricity Sector Liberalization in France*, 2015. <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-01174295/>.
 53. Sioshansi F. P., Pfaffenberger W. *Electricity Market Reform: An International Perspective*. Amsterdam, Elsevier, 2006.
 54. Stoff S. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Hoboken, NJ, Wiley-IEEE Press, 2002.
 55. Sweeney J. L. *California Electricity Crisis*. Stanford, CA, Hoover Press, 2002.
 56. Taylor N. W., Jones P. H., Kipp M. J. Targeting Utility Customers to Improve Energy Savings from Conservation and Efficiency Programs. *Applied Energy*, 2014, vol. 115(C), pp. 25-36. DOI:10.1016/j.apenergy.2013.10.012.
 57. Triebs T. P., Pollitt M. G. Objectives and Incentives: Evidence from the Privatization of Great Britain's Power Plants. *International Journal of Industrial Organization*, 2019, vol. 65(C), pp. 1-29. DOI:10.1016/j.ijindorg.2018.12.003.
 58. Urpelainen J., Yang J. Global Patterns of Power Sector Reform, 1982-2013. *Energy Strategy Reviews*, 2019, vol. 23, pp. 152-162. DOI:10.1016/j.esr.2018.12.001.
 59. Urpelainen J., Yang J. *Power Sector Reform Tracker (PSRT)*, 2018. DOI:10.7910/DVN/M7SY6X.
 60. Vagliasindi M., Besant-Jones J. *Power Market Structure: Revisiting Policy Options*. Washington, DC, The World Bank, 2013.
 61. Verzijlbergh R. A., De Vries L. J., Dijkem G. P. J., Herder P. M. Institutional Challenges Caused by the Integration of Renewable Energy Sources in the European Electricity Sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 75(C), pp. 660-667. DOI:10.1016/j.rser.2016.11.039.
 62. Viljainen S., Makkonen M., Gore O., Spodniak P. Risks in Small Electricity Markets: The Experience of Finland in Winter 2012. *The Electricity Journal*, 2012, vol. 25, no. 10, pp. 71-80. DOI:10.1016/j.tej.2012.11.003.
 63. White M. W., Joskow P. L., Hausman J. Power Struggles: Explaining Deregulatory Reforms in Electricity Markets. *Brookings Papers on Economic Activity. Microeconomics*, 1996, vol. 1996, pp. 201-267. DOI:10.2307/2534749.
 64. Wilson R. Architecture of Power Markets. *Econometrica*, 2002, vol. 70, no. 4, pp. 1299-1340. DOI:10.1111/1468-0262.00334.
 65. Wolak F. A. Diagnosing the California Electricity Crisis. *The Electricity Journal*, 2003, vol. 16, no. 7, pp. 11-37. DOI:10.1016/S1040-6190(03)00099-X.
 66. Woo C. K., Lloyd D., Tishler A. Electricity Market Reform Failures: UK, Norway, Alberta and California. *Energy Policy*, 2003, vol. 31, no. 11, pp. 1103-1115. DOI:10.1016/S0301-4215(02)00211-2.
 67. Zhang Y., Parker D., Kirkpatrick C. Competition, Regulation and Privatisation of Electricity Generation in Developing Countries: Does the Sequencing of the Reforms Matter? *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 2005, vol. 45, no. 2-3, pp. 358-379. DOI:10.1016/j.qref.2004.12.009.
 68. Zhang Y. F., Parker D., Kirkpatrick C. Electricity Sector Reform in Developing Countries: An Econometric Assessment of the Effects of Privatization, Competition and Regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 2008, vol. 33, no. 2, pp.159-178. DOI:10.1007/s11149-007-9039-7.