

# Энергопереход и трансформация специфичности европейского газового рынка<sup>1</sup>

Д.Д. Меджидова

---

**Меджидова Джаннета Джамаловна** — преподаватель департамента мировой экономики Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» (НИУ ВШЭ); Российская Федерация, 119017, Москва, ул. Малая Ордынка, д. 17, стр. 1; м.н.с. ИМЭМО РАН; Российская Федерация, 117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 23; dmedzhidova@hse.ru

## Аннотация

*В 2021 г. Европейский союз (ЕС) вступает в новую фазу энергетического перехода, сопряженную с отказом от ископаемых видов топлива, для достижения климатической нейтральности к середине века. Для качественной оценки влияния зеленой политики на европейский рынок газа мы используем инструментарий теории трансакционных издержек, такую характеристику активов, как специфичность. На первом этапе развития рынка специфичность активов была высока, наблюдалось ее постепенное снижение с либерализацией рынка, однако сегодня речь идет о фундаментальной трансформации специфичности в свете энергетического перехода. Активы, которые прежде гарантировали более высокую доходность, — газопроводы, газоперерабатывающие заводы, СПГ-терминалы, — в новых условиях окажутся в категории дисквалифицированных. В данной статье мы размышляем о долгосрочных перспективах развития рынка природного газа в Европе и о том, что произойдет с основными активами, если климатическая повестка окончательно вытеснит вопрос энергетической безопасности. Ключевым вопросом является качественная оценка изменений и будущее активов на европейском газовом рынке.*

**Ключевые слова:** специфичность активов, газовые рынки, европейский газовый рынок, дисквалификация активов, газопровод, СПГ, «Зеленая сделка», энергопереход

**Для цитирования:** Меджидова Д.Д. Энергопереход и трансформация специфичности европейского газового рынка // Вестник международных организаций. 2021. Т. 16. № 3. С. 161–182 (на русском и английском языках). doi:10.17323/1996-7845-2021-03-07

## Специфичность на рынках природного газа

Понятие специфичности активов берет свое начало в работах новой институциональной экономической школы и теории трансакционных издержек. В самой общей форме специфичность актива определяется инвестициями, вложенными одной или обеими сторонами в ходе актуального партнерства и имеющими меньшую ценность при альтернативном использовании [Joskow, 2005, p. 327]. Образование создает специфические активы исследователей (человеческий капитал), которые не могут быть эффективно

---

<sup>1</sup> Статья поступила в редакцию 24.03.2021.

применены в иной сфере. Физические же активы имеют технологическую обусловленность [Bernanke, 1983; Pindyck, 1991].

Для оценки специфичности в данной работе мы воспользуемся предложенной П. Джоскоу классификацией уровня (или степени) специфичности: высокий, средний и низкий [Joskow, 1988, p. 100]. Высокий уровень специфичности предполагает полное отсутствие возможности альтернативного использования актива; средний – высокие издержки «переключения» актива; низкий – широкие возможности использования актива в других отраслях.

Единой методологии определения специфичности в прикладных работах по-прежнему не существует, но можно выделить несколько основных подходов. В рамках первого подхода авторы классифицируют специфичность и в дальнейшем обращаются к отдельным выделенным типам [Morrill, Morrill, 2003]. В рамках второго подхода анализ произведен на общем уровне без дробления на отдельные типы [Espino-Rodríguez, Padrón-Robaina, 2006]. Третий комбинирует элементы первого и второго подходов: специфичность рассматривается как по типам, так и в целом [Brouthers, Brouthers, 2003]. В своей работе мы будем придерживаться третьего подхода. Другой особенностью исследования является обращение к конкурентным преимуществам как к простому следствию специфичности активов.

О. Уильямсон предложил получившую признание типологию специфичности активов [Williamson, 2005, p. 21]. На наш взгляд, каждая отрасль имеет свои особенности, следовательно, все типы специфичности приобретают разные коннотации в зависимости от отрасли. В табл. 1 представлены особенности типов специфичности в газовой отрасли.

Таблица 1. Типы специфичности активов в газовой отрасли

Тип специфичности	Особенности газовой отрасли
Месторасположение	Географическое расположение месторождения, его близость к основным рынкам сбыта, что актуально как для трубопроводного транспорта, так и для танкерных перевозок (за счет транспортных издержек)
Физические активы	Особенности активов, используемых для разведки, добычи, транспортировки, переработки и сбыта
Время	Комбинация технологических и управленческих факторов, обеспечивающая непрерывность поставок
Торговая марка	Репутация компаний, участие государства изменяет (чаще снижает) репутационные риски
Человеческий капитал	Знания, навыки и накопленный опыт работы компаний и отраслей, позволяющие достигать значительных конкурентных преимуществ при производстве продукции или предоставлении тех или иных услуг
Технологии	Геологические особенности месторождения могут потребовать использования более продвинутых технологий (неконвенциональные месторождения)
Институты	Политика государства, качество арбитража, стабильность налогового режима, устойчивость валют, особенности регулирования недр и рынков

Источник: Составлено автором.

Помимо упомянутых О. Уильямсоном, мы выделили несколько типов, актуальных для газовой отрасли. *Специфичность технологий* может меняться в зависимости от геологических особенностей месторождения: от высокой на неконвенциональных до средней на конвенциональных. Она возрастает с усложнением геологических и климатических условий на местах добычи. Противоположное влияние оказывает развитие сервисного сектора, рост инвестиций в НИОКР со стороны государства и частных компаний, появление новых разработок в отрасли, оптимизирующих издержки.

*Институциональная специфичность* (или ресурсный режим [Young, 1980]) связана с целями и особенностями энергетической политики. Значимы также инвестиционная привлекательность, правила недропользования, фискальная система, степень либерализации рынка и наличие финансовых институтов и инструментов (доступ к кредитам небольших региональных компаний). Чем более благоприятный ресурсный режим в отрасли, тем ниже издержки (в том числе трансакционные) и уровень специфичности.

Специфичность актива является главным фактором, влияющим на разницу в трансакционных издержках [Riordan, Williamson, 1985, p. 367], на механизмы управления (или координации) и на структуру рынка. Если активы являются идиосинкратическими<sup>2</sup>, наиболее приемлемым механизмом управления будет иерархия [Williamson, 1979, p. 247]. Иными словами, для активов, обладающих высоким уровнем специфичности, оптимальным механизмом управления является вертикально-интегрированная компания. Другими механизмами координации являются гибридный (заключение долгосрочных контрактов) и рыночный (механизм цен).

Запасы природного газа в месторождениях как актив *per se* не относятся к высоко-специфичным активам, поскольку добываемый в разных странах и регионах мира газ взаимозаменяем. Однако газ является наиболее безвредным для окружающей среды ископаемым топливом. На протяжении длительного времени он рассматривался в качестве «моста» между углем и возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) [Hausfather, 2015]. Таким образом, имманентные характеристики природного газа (прежде всего, его «экологичность») определяли его специфичность как актива.

Газовый сектор можно разделить на три сегмента: *upstream* (разведка и добыча), *midstream* (транспортировка, переработка, хранение), *downstream* (сбыт). Заметим, что уровень специфичности в каждом из сегментов может быть разным. В данной работе мы сконцентрируемся на активах *midstream* и *downstream*, поскольку они исторически обладают наиболее высоким уровнем специфичности в отрасли.

По причине отсутствия альтернативных возможностей и высоких издержек ликвидации на протяжении длительного времени наиболее приемлемым механизмом была иерархия — формирование двусторонней монополии или ВИНК. Однако сегодня мы наблюдаем эффективность механизма цен (или рыночного механизма) сразу на двух крупнейших рынках — европейском и североамериканском.

Трубопроводная инфраструктура включает в себя магистральный (международный) трубопровод и несколько групп участников: продавца (страну-экспортера), покупателя (страну-импортера) и зачастую транзитера. Газопроводы предполагают высокие капитальные издержки строительства, но также долгий срок службы и низкие операционные издержки. К примеру, затраты на строительство «Северного потока» составили 3 млн евро на 1 км газопровода [Фролов, 2012]. Срок эксплуатации магистральных газопроводов может составлять более 70 лет<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Уникальными, имеющими высокий уровень специфичности.

<sup>3</sup> При наружном диаметре 1420 мм, толщине стенки трубы 17,5 мм и проектном давлении 7,4 МПа.

Инфраструктура для транспортировки сжиженного природного газа (СПГ) распределена между различными игроками (рис. 1), поскольку танкер может принадлежать как экспортеру или импортеру, так и третьей стороне, оказывающей лизинговые услуги.



Рис. 1. Инфраструктура для транспортировки сжиженного природного газа (СПГ)

Источник: Составлено автором.

Трубопроводный транспорт на данный момент обладает более высоким уровнем специфичности по сравнению с танкерами по ряду причин. Во-первых, если трубопровод проложен по территории нескольких стран-транзитеров, транзакционные издержки возрастают. Риск обусловлен возможностью оппортунистического поведения транзитеров и проблемой «вымогательства» (или шантажа), если уровень специфичности активов является высоким [Rogerson, 1991, p. 777]. Во-вторых, строительство «альтернативных» газопроводов предполагает существенный объем инвестиций, а мощности могут быть избыточными. Наконец, в случае нарушения договора или прекращения поставок и поставщик, и покупатель понесут временные и финансовые потери, связанные со строительством новой и ликвидацией существующей инфраструктуры. В ходе партнерства невозможно изменить число его участников, перспектива заключения нового договора практически нивелируется объемом необходимых инвестиций и географическими особенностями территории. Приемлемым механизмом координации выступает заключение долгосрочных двухсторонних контрактов с автоматическим продлением типа «бери-или-плати».

Исследователи подтверждают наличие прямой корреляции между длительностью контракта и уровнем специфичности активов [von Hirschhausen, Neumann, 2008]. Чем более идиосинкратическим является актив, тем больше срок действия контракта.

СПГ позволяет быстро реагировать на колебания спроса и предложения. Танкерная транспортировка имеет ряд конкурентных преимуществ, среди которых можно отметить выравнивание эффективности транспорта СПГ и сетевого газа, даже с учетом эффекта масштаба [Еремин, 2015, с. 35]. Если инвестиции в строительство инфраструктуры уже вложены, специфичность на этапе транспортировки находится на более низком уровне.

Благодаря наличию конкурентных преимуществ в 2019 г. объем торговли СПГ в мире почти сравнялся с объемом торговли трубопроводным газом (рис. 2).

С развитием технологий, инфраструктуры и изменением государственной (межгосударственной) политики меняются и факторы, оказывающие влияние на специфичность. Первая группа факторов исторически представлена географическим положением и геологическими особенностями (распределение ресурсов). Трансформируется ресурсная база: время гигантских и сверхгигантских месторождений прошло, а с ними

уменьшился и эффект отдачи от масштаба, обеспечивающий сверхдоходы при небольших издержках.

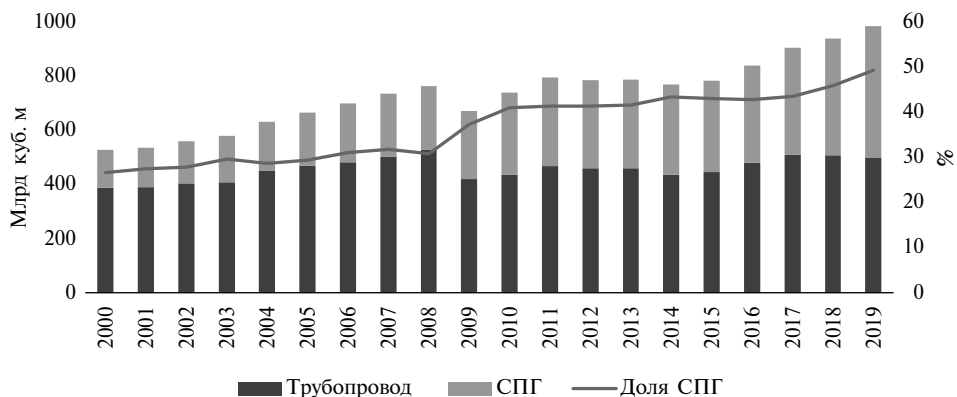


Рис. 2. Торговля газом в мире, млрд куб. м (левая ось), доля торговли СПГ в общемировой торговле, % (правая ось), 2000–2019 гг.

Источник: Составлено автором по данным [ВР, 2020].

С «обмельчанием» месторождений растет число отдельных проектов, реализация которых не предполагает строительства магистральных газопроводов. Мелкие и средние по размеру месторождения меняют географию поставок, которая попадает во все большую зависимость от транспортных издержек. Добываемый газ зачастую проще (и дешевле) реализовать на внутреннем рынке.

Вторая группа факторов – технологии и научно-технический прогресс. Уже на ранних этапах развития рынка технологии влияли на строительство инфраструктуры. Так, поставки советского газа в Европу осуществлялись за счет кредита на немецкие трубы большого диаметра [Gustafson, 1989]. Пересмотр отношения к добывающим отраслям как к отсталым и неразвитым связан с новыми возможностями, открываемыми через формирование отраслевых инновационных систем [Andersen, 2015] и развитие сервисного сектора.

В Норвегии сервисный сектор является второй по величине отраслью в стране, где занято 1100 компаний, экспорт составляет 29% от общего производства, которое эквивалентно 36 млрд долл. [Norwegian Petroleum, n. d.]. Спрос со стороны ресурсодобывающих отраслей на новые технологии [Fagerberg et al., 2009; Sæther, Isaksen, Karlsen, 2011], цифровизацию и ИТ стали импульсом развития не только отдельных отраслей, но и экономики страны, в целом [Engen, 2009]. Внедрение инноваций позволяет оптимизировать издержки, способствует развитию цепочек создания стоимости и образует новые промышленные связи с другими секторами, что неразрывно связано со снижением специфичности технологий.

Третья группа факторов связана с климатической повесткой дня, особенно актуальной в Европе. Успешная в основном реализация программы «20 – 20 – 20» (в том числе благодаря резкому снижению выбросов CO<sub>2</sub> в период коронакризиса) и, в отдельных странах, достижение первичных задач в рамках Парижского соглашения диктуют новые условия на рынке природного газа в Европе. Самой важной целью является достижение углероднейтральности к 2050 г., а также полный отказ от ископаемых источников энергии в пользу возобновляемых [ЕС, 2020b]. Приход к власти в США

администрации Джо Байдена, новая климатическая политика КНР, нацеленная на достижение углероднейтральности к 2060 г., сигнализируют о том, что концепция энергоперехода приобретает все большую поддержку.

Трансформация специфичности, связанная с фундаментальными изменениями на рынке природного газа, происходит уже сейчас и в ближайшем будущем только ускорится [Крюков, Меджидова, 2021]. Фокус внимания экспортеров смещается на технологии декарбонизации природного газа и возможность поставок водорода [Stern, 2020]. На протяжении длительного времени именно специфичность определяла структуру и механизмы координации на газовых рынках. Но под влиянием упомянутых групп факторов изменились базисные предпосылки специфичности, и главный вопрос заключается в том, какой будет судьба сложившейся за последние полвека гигантской континентальной трубопроводной инфраструктуры, обладающей высоким уровнем специфичности.

## Европейский рынок природного газа и его активы

Несмотря на то что в мировом топливно-энергетическом балансе доля природного газа составляет 24%, единого рынка газа не существует. Три крупнейших региональных рынка – Северной Америки, Европы и АТР – различаются по степени либерализации, предпочитаемому типу заключаемых контрактов и формуле ценообразования, доминирующему способу транспортировки и количеству участников. В зависимости от рынка меняется не только общий уровень специфичности активов, но и факторы, оказывающие на нее влияние.

Европейский рынок газа представлен достаточно большим числом импортеров и несколькими экспортерами (Норвегия, Великобритания, Алжир и Россия). С развитием рынка СПГ число экспортеров выросло, но большая часть поставок осуществляется через газопроводы из Алжира, Норвегии и России.

Прирост импорта природного газа в 2000–2019 гг. составил порядка 100 млрд куб. м, при этом доля России упала с 74 до 53%. В последние годы заметно увеличился импорт СПГ при относительной стабильности трубопроводных поставок. В начале XXI в. доля СПГ в импорте составляла менее 13%, но за 19 лет она выросла до 34%. Прирост импорта СПГ обеспечил 90% общего прироста импорта.

Заметим, что в обозначенный период потребление в Европе было стабильным, но с понижательным трендом: среднегодовое падение (2001–2019 гг.) составило 0,1% (рис. 3).

Реформа либерализации газового рынка в ЕС осуществлялась посредством директив и энергетических пакетов. Либерализованный рынок предполагает доступ к газопроводам и регазификационным терминалам для третьих лиц, наличие газовых хабов<sup>4</sup>, ценообразование по принципу «газ-газ» (то есть привязка контрактов к цене на хабах). Либерализация способствует снижению уровня специфичности активов за счет доступа к транспортным мощностям третьих лиц и, как следствие, усилению конкуренции в сегменте переработки и сбыта. Последнее ведет к снижению транзакционных издержек и вероятности оппортунизма.

Мы бы хотели обратить внимание на несколько важных следствий либерализации газового рынка. Во-первых, выросло число газовых хабов и объем торгуемого газа [Heather, 2015; 2019]. На сегодняшний день существует два хаба, достигших зрелости, – голландский TTF и британский NBP [Heather, 2020]. Во-вторых, увеличивается доля

<sup>4</sup> Центральная точка ценообразования на рынке природного газа.

спотовых (до 4 лет) контрактов, что является одним из индикаторов снижения уровня специфичности. Новые СПГ-проекты способны изменить этот тренд, но только на время строительства. Сегодня доля спотовой торговли в общем импорте СПГ составляет 33% [GIIGNL, 2020] и продолжает расти.

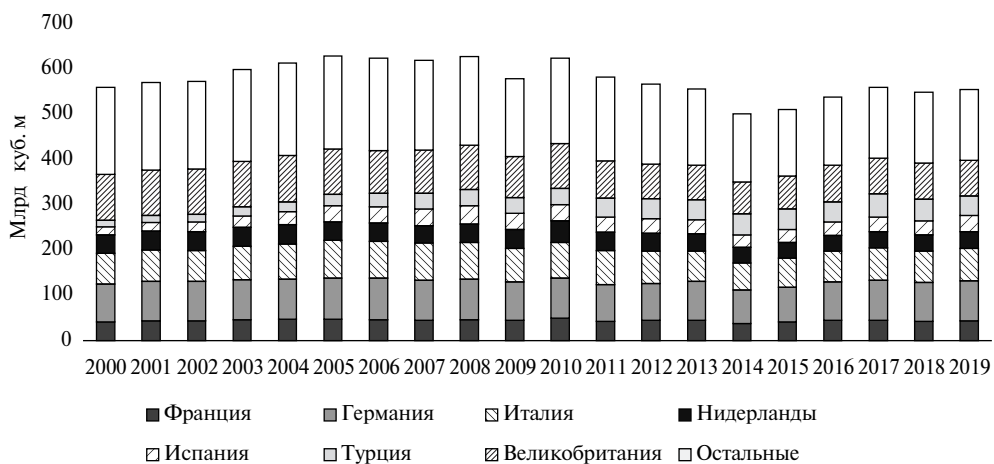


Рис. 3. Потребление газа в Европе, структура по странам, 2000–2019, млрд куб. м

Источник: Составлено автором по данным [BP, 2020].

Midstream в ЕС представлен магистральными импортными трубопроводами и газораспределительной сетью ЕС. Четырем крупнейшим компаниям-операторам (Snam, Enagas, Fluxus и CRTgas) принадлежат трубопроводы протяженностью более 105 тыс. км [Statista, 2019a]. Кроме того, ведется активное строительство импортных газопроводов (Южного газотранспортного коридора и «Северного потока – 2») в разгар битвы за климатическую нейтральность. Несмотря на стремление отказаться от ископаемых видов топлива, Европа ведет политику укрепления энергетической безопасности. Как показывает опыт «Северного потока – 2», даже такое богатое государство, как Германия, не может отказаться одновременно от угля, газа и АЭС [Schultz, 2021]. Природный газ по-прежнему де-факто выполняет роль моста.

Сегмент midstream также включает в себя СПГ-терминалы, заводы по сжижению (в странах-экспортерах) и регазификации (в странах-импортерах). В ЕС функционируют 26 СПГ-терминалов, семь терминалов находятся на стадии строительства, а 21 – планирования [Statista, 2019b].

Поскольку строительство СПГ-терминала подразумевает высокие издержки и, в условиях низких цен на газ, длительный период окупаемости, многие европейские страны остановили свой выбор на плавучих регазификационных установках (ПРГУ). Они имеют более низкую стоимость (в пределах 300 млн долл.) и более короткий срок строительства (1–3 года). Объемы хранения и мощности сжижения и регазификации этих установок уступают аналогичным показателям терминалов. Работа ПРГУ способна удовлетворить потребности стран с небольшим объемом потребления природного газа. ПРГУ являются менее специфическими активами, чем СПГ-терминал и, тем более, трубопровод.

Согласно Global Energy Monitor, в ЕС и в Великобритании планируется строительство инфраструктуры, увеличивающей импортную мощность на 233 млрд куб. м в год

(из которых 138 млрд куб. м приходится на газопроводы). Подобное масштабное строительство потребует до 100 млрд евро, включая затраты на газовые электростанции в размере 35 млрд евро [Inman, 2020].

Объявленные планы по строительству поддерживают акции транспортных компаний, в то время как курсы акций добывающих компаний (Total, E.ON) имеют понижающийся тренд. Первый пик на рис. 4 произошел перед финансовым кризисом 2008–2009 гг.; заметим, что вступление в силу Киотского протокола в 2005 г. не оказало влияния на рост акций. Следующий пик связан с ростом цен на углеводороды до 2014 г. Парижское соглашение могло стать фактором сдерживания роста с 2015 г.

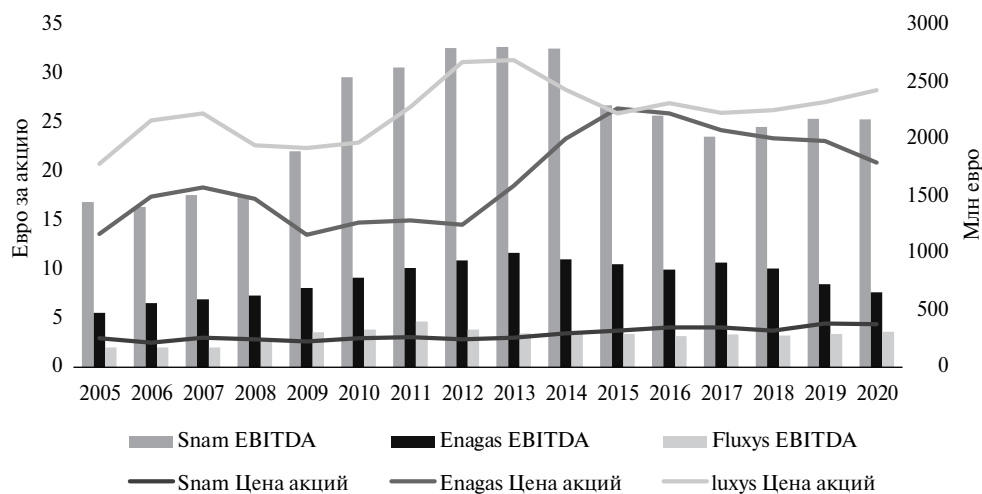


Рис. 4. Динамика акций крупнейших европейских газотранспортных компаний, 2005–2020 гг., евро за акцию<sup>5</sup> (левая ось); EBITDA, млн евро (правая ось)

Источник: Составлено автором по данным Bloomberg Terminal.

Движение курсов акций в 2021–2030 гг. сложно предсказать. Несмотря на «зеленые» европейские планы, строительство, переоборудование и ликвидация инфраструктуры далеко не закончены. В 2012–2020 гг. среднегодовое падение EBITDA по компаниям составило: Snam – 3,1%; Fluxys – 0,7%; Enagas – 4,4%; Total – 2,3%. Владение активами с высоким уровнем специфичности, в терминах теории транзакционных издержек, ведет к более высоким финансовым показателям. Однако, как видно, политические решения государств меняют положение на рынке.

Газоперерабатывающие заводы обладают высоким уровнем специфичности. Поскольку оборудование ориентировано на переработку метана, ему остается мало места в «зеленом» европейском будущем.

На протяжении длительного времени фактор энергетической безопасности оказывал огромное влияние на специфичность активов. Диверсификацией импорта были обоснованы затраты на строительство трубопроводной и СПГ-инфраструктуры. Как мы уже отмечали, разным сегментам свойственен разный уровень специфичности активов. В частности, СПГ имеет преимущество перед трубопроводной инфраструктурой в этом вопросе, поскольку предполагает большее число игроков и отсутствие жест-

<sup>5</sup> С 1 января 2016 г. E.ON занимается ВИЭ и электроэнергией, а выделенная из нее компания Uniper – углеводородами.



кой связи между поставщиком и потребителем. В целом диверсификация импорта и расширение числа поставщиков соответствуют целям энергетической политики ЕС. Однако тренд на сокращение выбросов и внедрение ВИЭ способен пошатнуть положение природного газа, а значит, и основных активов на этом рынке.

## Влияние климатической политики ЕС на рынок природного газа

Одной из наиболее обсуждаемых тем сегодня является проблема изменения климата и последствия, с которыми придется столкнуться человечеству, если температура воздуха увеличится более чем на 2°C [Thuiller, 2007]. Европейские страны на протяжении последних десятилетий проводят и пропагандируют переход к зеленой экономике. Четвертый энергетический переход реализуется при активном содействии государства и под влиянием государственной политики [Григорьев, Меджидова, 2020].

В 2015 г. было подписано Парижское соглашение, в рамках которого каждая страна самостоятельно устанавливает ограничения по выбросам [Макаров, Степанов, 2018]. Европейские страны установили одни из самых амбициозных целей посредством общеевропейских и национальных стратегий.

После успешной реализации программы «20 – 20 – 20» [Stankeviciute, Criqui, 2008] ЕС принял программу по достижению углероднейтральности к 2050 г. Масштабная программа, предполагающая перестройку всей экономики и перенос ее на «зеленые» рельсы, получила название «Зеленая сделка» (Green Deal).

Для реализации «Зеленой сделки» был разработан инвестиционный план в марте 2020 г.: предполагается привлечь как минимум 1 трлн евро в течение десяти лет. Больше половины этой суммы поступит из бюджета ЕС (503 млрд), часть – из национальных бюджетов (114 млрд) и фонда InvestEU (279 млрд) [Hafner, Raimondi, 2020]. Поскольку европейские страны находятся на разных уровнях экономической готовности к энергопереходу, был предложен Механизм справедливого перехода (Just Transition). Предполагается мобилизовать от 150 млрд евро через несколько европейских фондов в 2021–2027 гг. в качестве помощи регионам, отраслям промышленности и работникам, которые столкнутся с самыми большими издержками. Однако пандемия и рецессия 2020 г. с падением ВВП в еврозоне на 7% [IMF, 2021] уже изменили ситуацию. Сегодня речь идет о долговом финансировании оживления экономики Европы после коронавируса и тяжелого спада, с одновременной трансформацией топливной базы. Несмотря на то что финансирование было расширено до 1,9 трлн евро, проблемы энергетического перехода на фоне кризиса остаются тяжелыми.

Важным вопросом остается эффективное распределение выделяемых инвестиций. В ЕС по-прежнему добывают уголь и используют его для электрогенерации. За последние 30 лет доля угля в электрогенерации сократилась в 2 раза, но она все еще составляет 20% (рис. 5). Вывод этих мощностей и переход на газ или на ВИЭ потребует не только инвестиций, но и политической решимости, поскольку приведет к потере рабочих мест и сокращению экспорта (в Польше и в Германии, например). При этом в Польше доля угля в ТЭБе в 2019 г. составила 74%, в Эстонии – 70%, в Германии – 30%.

В терминах специфичности активов переход с нефти на газ (третий энергопереход) сопровождался активным строительством инфраструктуры – магистральных трубопроводов, газораспределительной сети, газоперерабатывающих заводов. В результате уровень специфичности в секторах midstream и downstream был крайне высоким. Импортные долгосрочные контракты фактически формировали двустороннюю моно-

полюю, исключая конкуренцию на рынке [Gustafson, 2020]. По мере диверсификации импорта и либеральных реформ уровень специфичности снижался — сначала на внутреннем рынке, а затем и в импорте. Актуализация климатической повестки и внедрение газовых турбин комбинированного цикла привели к активному вытеснению газом угля в ряде стран, особенно в электрогенерации.

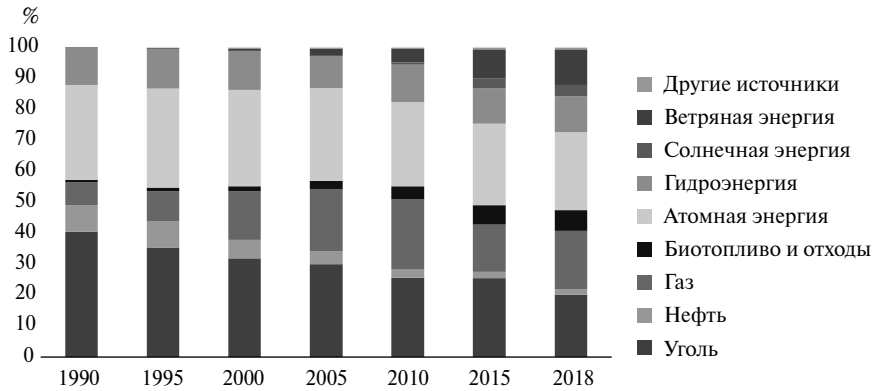


Рис. 5. Электрогенерация в ЕС-28 по типу генерации, %, 1990–2018 гг.

Источник: Составлено автором по данным МЭА.

Четвертый энергетический переход, цели достижения углероднейтральности и коренная перестройка топливно-энергетического баланса ведут к *дисквалификации активов*. Под дисквалификацией активов мы понимаем утерю ими специфичности и возможности приносить доход, в особенности в связи с политическими — ответственными — решениями. Иными словами, падает спрос на активы, ранее характеризовавшиеся высоким уровнем специфичности и гарантировавшие конкурентные преимущества для владельца. При этом падение спроса является не естественным процессом, а следствием решения государств. Заметим, что если уровень специфичности низкий (что предполагает наличие альтернативных возможностей использования активов), активы с большой вероятностью не будут дисквалифицированы. Переориентация подобных активов на другие нужды может быть проведена с небольшими издержками. С точки зрения энергетического перехода мы наблюдаем не только отсутствие целесообразности строительства новых транспортных мощностей [Corgeljé, 2016], но и переход части высокоспецифичных активов в категорию практически бесполезных.

Уровень специфичности оказал непосредственное влияние на механизмы координации и на взаимодействие между экономическими агентами. Иллюстрацией является кейс компании OPAL. Компанию лишили возможности покупать более 50% газа, поставляемого «Газпромом». Данное решение Еврокомиссии привело к росту цен на газ в Чехии на протяжении нескольких лет. Проблема была решена только в 2016 г., когда Еврокомиссия позволила OPAL продавать пустующие мощности, а «Газпрому» — покупать их [Курдин, Шаститко, 2018]. В тех случаях, когда уровень специфичности высок, даже на либерализованных рынках требуется вмешательство государства, как с целью не допустить монополизации, так и для поиска оптимального решения. Механизм цен является эффективным, но в кризисных ситуациях специфичность активов создает предпосылки для формирования неоклассического механизма (трехсторонней структуры управления).

Дальнейшая судьба всей газораспределительной инфраструктуры в Европе во многом зависит от технологий и инноваций: в какие сроки будут предложены и внедрены технологии, позволяющие оптимизировать издержки, сократить выбросы, увеличить производство; какой будет стоимость этих технологий. Биогаз и биометан можно транспортировать по существующим газопроводам, но производство крайне затратно. Водород можно смешать с метаном, если доля водорода останется в пределах 5–20% [Peters et al., 2020], но и это направление требует исследований.

В соответствии с новыми целями ЕС транспортные компании разработали план действий, сочетающий три опции. Первая опция – замена метана на биометан и синтетический метан; вторая опция – сочетание метана и водорода; третья опция – использование водорода в специальных регионах (кластерах). Планируется не замена существующей инфраструктуры, а ее модернизация для новых нужд, что связано с сокращением издержек на 10–33% по сравнению со строительством новой трубопроводной системы [ENTSOG, 2020]. При этом операторы готовы взять на себя инвестирование на начальном этапе, что потребует некоторых изменений в регулировании.

Всего до 2030 г. в водород необходимо инвестировать 60 млрд евро, в том числе более 24 млрд евро – в инфраструктуру, которая включает газопроводы, а также заводы по производству водорода с использованием ВИЭ. В 2019 г. в ЕС было 190 проектов, общий объем инвестиций в которые составил более 1,5 млрд евро [FCH JU, 2019], но с поддержкой государства их число будет расти. Вырастет не только число проектов, но и издержки. Приведенные выше данные не включают стоимость ликвидации дисквалифицированных активов, а также переоборудования заводов и газопроводов под новые цели европейской энергетической политики, не говоря о строительстве дополнительных газопроводов и СПГ-терминалов.

Международные соглашения и национальные стратегии нацелены на сокращение выбросов, связанных с производством углеродоемкой продукции на территории стран. Таким образом, создаются предпосылки для «утечки выбросов» [Макаров, Соколова, 2014] за счет импорта. В качестве меры, направленной на корректировку этих показателей, ЕС планирует ввести углеродный налог, которым будет облагаться вся импортируемая продукция. Убытки российского нефтегазового сектора могут составить 1,4–2,5 млрд долл., по расчетам VCG. Налог может стать серьезной поддержкой финансирования «Зеленой сделки», если его будут использовать отдельно и целенаправленно [Krukowska, 2020]. Однако он повысит нагрузку на экспортеров, особенно в условиях низких цен на природный газ.

Климатическая политика сегодня является важнейшим фактором, оказывающим прямое влияние на трансформацию специфичности на европейском рынке природного газа. «Озеленение» экономики, наряду с зависимостью региона от импорта, ведет к интенсификации процесса энергетического перехода от углеводородов к ВИЭ. «Зеленая сделка» имеет долгосрочные последствия не только для российского экспорта, но и для реализации СПГ-проектов. Меняются базисные условия доходности инфраструктуры, добычи, меняется сам смысл специфичности. Ясности касательно регулирования нового водородного рынка ЕС и сопутствующих транзакционных издержек на сегодняшний день нет. Очевидно, что активы, обеспечивающие конкурентные преимущества и дополнительный доход, окажутся под угрозой если не ликвидации, то значительной модернизации.

Одним из факторов ускорения энергетического перехода является коронакризис. Глобальные локдауны и приостановка производства привели к спаду спроса и потребления углеводородов (в том числе природного газа) в 2020 г. Перспективы восстановления остаются неясными, однако, по всей видимости, оно будет частично «зеленым» в ЕС.

Государственную поддержку и субсидии могут получить те компании или даже отрасли, которые вносят наибольший вклад в сокращение выбросов и используют ВИЭ. Инвестиции в ископаемые источники энергии существенно сократились в 2020 г. в отличие от инвестиций в ВИЭ [IEA, 2020b]. Подобный сценарий только ускорит сокращение спроса на газ, хотя и не приведет к его полному исключению из топливно-энергетических балансов европейских стран. Вместе с тем нельзя не упомянуть о том, что инвестиции в ВИЭ в ЕС достигли пика в 2011 г., устойчиво снижаясь с тех пор [FS – UNEP Centre, BloombergNEF, 2019]. Существенное снижение цен на углеводороды в 2020 г. повышает их конкурентоспособность по сравнению с ВИЭ [Телегина, Халова, 2020], и дальнейшее развитие альтернативных источников во многом остается актом политической воли.

## Зеленый газ: перспективы экспортеров на европейском рынке

Поскольку возобновляемые источники обладают рядом недостатков, среди которых отсутствие больших мощностей для накопления энергии, волатильности выработки и отсутствие корреляции между спросом и производством, полный переход на ВИЭ является комплексной задачей.

В качестве возможного решения рассматриваются технологии «озеленения» природного газа. Дж. Стерн предлагает несколько способов «декарбонизации». Первой альтернативой является получение биогаза или биометана через газификацию. Вторая и третья альтернативы связаны с получением водорода через ВИЭ или из метана с использованием секвестрации<sup>6</sup> [Stern, 2019b]. На сегодняшний день производство биогаза и получение водорода через ВИЭ ограничено небольшими объемами. Водород способен заменить потребляемые объемы метана, хотя в обозримом будущем переход на водород потребует не только инвестиций, но и повлечет за собой длительный период более высоких текущих издержек производства топлива [Stern, 2020].

Некоторые сценарии (до «Зеленой сделки») предполагали незначительный прирост потребления газа в Европе к 2040 г. [Макаров, Митрова, Кулагин, 2019]. Новые сценарии предполагают резкий спад спроса на газ: согласно сценарию МЭА, достижение углероднейтральности потребует сокращения потребления на 80% к 2050 г. При этом весь потребляемый газ будет декарбонизирован; более половины придется на водород (полученный при помощи ВИЭ) и на биометан [IEA, 2020a]. Полный отказ от газа к 2050 г. пока не представляется возможным большинству энергетиков, чего нельзя сказать о политиках и «зеленых». Однако уже сегодня крупнейшие европейские добывающие компании переключаются с углеводородов на ВИЭ. В частности, BP строит планы по сокращению добычи углеводородов и строительству ветропарков, Total заинтересована в ветровой энергетике и электромобилях, Shell – в производстве водорода, Eni – в биометане [Гурков, 2020].

Рассматривая переход на водород, следует сделать несколько замечаний. Во-первых, водород можно получать из различных источников – угля, природного газа, метанола, электричества и ВИЭ, что создает для европейского региона перспективу сокращения импорта. Во-вторых, переходу на водород будут сопутствовать масштабные инфраструктурные проекты. Для России как для основного экспортера трубопроводного газа в Европу это означает развитие необходимых технологий секвестрации, а

<sup>6</sup> Захват и длительное связывание CO<sub>2</sub> в почве.

также строительство соответствующих мощностей. Иными словами, специфичность этих активов будет велика<sup>7</sup>. В-третьих, велика вероятность того, что транспортировка потребует замены существующих газопроводов и газоперерабатывающих заводов, как в России, так и в Европе. Потребуется замена не только газопроводов, но и инфраструктуры для реализации СПГ-проектов. В-четвертых, пока нет оценки стоимости масштабных проектов и скорости их практической реализации на таком пространстве в течение 10–20 лет.

Для того чтобы к 2050 г. удовлетворить до четверти спроса на энергию водородом, предполагается активное участие со стороны компаний, а также разработка технологий, которые смогли бы минимизировать издержки [FCH JU, 2019].

В среднесрочной перспективе (до 2030–2035 гг.) главным фактором, определяющим специфичность европейского газа, останется климатическая повестка. СПГ связан с большим объемом выбросов, чем трубопроводный газ, но вносит вклад в безопасность поставок и сокращает зависимость от крупнейшего экспортера [Grigoryev, Medzhidova, 2021]. Сжижение водорода осуществляется при более низких температурах. Дальнейшее развитие СПГ-инфраструктуры связано с расстановкой политических приоритетов в Европе и ответом на вопрос, что важнее: климат или безопасность?

В долгосрочной перспективе (до 2050 г.) предполагается значительное сокращение спроса на газ за счет роста доли ВИЭ в энергобалансах, а также роста эффективности. Вопрос о целесообразности строительства новой газораспределительной сети, магистральных трубопроводов и трубопроводов для транспортировки углекислого газа в контексте падения потребления остается открытым. Импорт газа в небольших объемах через ПРГУ и дальнейшее «точечное» распределение выступит «резервной мощностью» для ВИЭ.

Вместе с тем повсеместное использование СПГ не облегчает, а, напротив, обостряет проблему климатических изменений. Выбросы производятся не только на стадии добычи, но и на стадиях сжижения и регазификации, то есть выбросы от импорта СПГ в целом превышают выбросы от трубопроводных поставок [Stern, 2019a]. Издержки секвестрации могут сделать СПГ неконкурентоспособным. Масштабные проекты, направленные на внедрение биогаза и водорода, потребуют сопоставимых инвестиций. Горизонт планирования смещается к 2030 г., затем ЕС перейдет на зеленый водород, полученный при помощи ВИЭ [ЕС, 2020a].

Россия способна стать одним из ведущих поставщиков водорода в Европу, однако сотрудничество будет определяться обоюдной готовностью к упомянутым трансформациям. Поскольку сценарий МЭА допускает замену только 50% потребляемого водорода, связывающая Россию и Европу газотранспортная сеть может быть использована для поставок в перспективе до 2050 г.

Резюмируя, к 2050 г. ЕС планирует:

- удовлетворить 24% конечного спроса на энергию при помощи водорода;
- к 2030 г. выделить 60 млрд евро в развитие водородного рынка;
- достичь углероднейтральности при помощи более 1 трлн евро инвестиций в рамках «Зеленой сделки»;
- сократить потребление природного газа на 80% (по оценке МЭА) при помощи ВИЭ и энергоэффективности;
- ликвидировать и/или перестроить для водорода высокоспецифичные активы.

<sup>7</sup> В данной статье мы не рассматриваем специфичность водородного рынка, однако очевидным представляется ее высокий уровень и, соответственно, иерархическая структура с долгосрочными контрактами (без решения о либерализации «сверху»).

С перечисленными планами не коррелирует строительство дополнительных импортных мощностей (минимальный объем инвестиций — 100 млрд евро), однако оно зиждется на энергетической безопасности.

ЕС находится перед сложным выбором: главная цель предыдущего десятилетия — укрепление энергетической безопасности — входит в конфронтацию с климатическими планами. Целесообразность строительства новой транспортной инфраструктуры, особенно магистральных газопроводов, остается крайне дискуссионной, и с активным замещением газа ВИЭ теряет привлекательность в глазах инвесторов. При этом основные риски ложатся на государство. Пример немецких компаний, получивших компенсацию от государства за утилизацию атомных мощностей, является ярким прецедентом [DW, 2016]. На наш взгляд, он позволяет понять, какая судьба в общих чертах ожидает инфраструктуру европейского газового рынка.

В 2011 г. ФРГ приняла решение о закрытии всех атомных станций в стране до 2022 г. В ответ на это решение в 2016 г. компании, владеющие атомными станциями, — E.ON, RWE, Vattenfall — потребовали пересмотреть предложенные в законе компенсации. Требование перевести электрогенерацию на газ, а затем и на ВИЭ сопровождалось ростом розничных цен на электричество и потерей дивидендов для акционеров компаний. Суд принял сторону компаний и обязал федеральное правительство увеличить компенсации, связанные с тем, что компаниям не удалось продать тот же объем электричества, как при нормальном функционировании рынка. Иными словами, государство должно было компенсировать долгосрочные инвестиции в дисквалифицированные активы. В 2018 г. ФРГ обязалась пересмотреть выплаты операторам после закрытия всех реакторов 2023 г. Однако компания Vattenfall, не согласившаяся с таким решением, продолжает подавать иски. Согласно одному из них, поданному в Международный центр урегулирования инвестиционных споров, компания требует выплаты нескольких миллиардов евро в качестве компенсации [FitchRatings, 2021].

Отметим, что суды в Германии не ставили под сомнение необходимость закрывать атомные станции. Тем не менее верный курс не подразумевает отсутствия необходимости выплатить компаниям адекватные компенсации за активы, которые решением государства станут бесполезными и больше не будут приносить прибыль. Дисквалификация «сверху» — это де-факто экономические санкции со стороны государства против собственных компаний, владеющих высокоспецифичными активами. Подобная судьба может ожидать и газораспределительную инфраструктуру, и магистральные газопроводы, и газоперерабатывающие заводы. Отдельной — пока неразработанной проблемой — остается технологическая готовность отрасли и стоимость такого перехода в столь сжатые сроки во множестве стран одновременно при различной технологической, экономической и политической готовности к столь масштабным преобразованиям.

Экономические последствия политического решения о дисквалификации активов в Германии включали потерю дивидендов, прибыли и издержки ликвидации активов. Новый виток энергетического перехода в ЕС приведет к тем же последствиям, но в 27 странах одновременно и после тяжелого кризиса, который привел к росту суверенных долгов.

## Заключение

В терминах теории транзакционных издержек вопрос дисквалификации активов еще не рассматривался. Заметим, что в газовой отрасли чем выше специфичность активов, тем выше ликвидационные издержки. На наш взгляд, грядущее «сжатие» рынка природного газа приведет к новому пересмотру рыночной структуры и отношений между

игроками. Высока вероятность возвращения к иерархической структуре и к долгосрочным контрактам, поскольку количество игроков уменьшится, упадет уровень конкуренции, и лучшим гарантом поставок будет не репутация компании, а государство.

В условиях энергоперехода уровень специфичности трубопроводной инфраструктуры будет связан с возможностью ее модернизации для поставок «голубого» и «зеленого» водорода<sup>8</sup>. Иными словами, если удастся снизить специфичность инфраструктуры, проблема ее ликвидации будет решена. Однако модернизация газопроводов лишь в среднесрочной перспективе решит проблему дисквалификации активов. В долгосрочной перспективе ЕС планирует перейти на зеленый водород и увеличить энергоэффективность, что сведет спрос на импорт к нулю. Технологии, позволяющие транспортировать водород танкерами, пока не изобретены.

Мы наблюдаем коренную перестройку мировой энергетики, сказывающуюся на трансформации специфичности активов. В случае ЕС имеют место политические решения, влияющие на структуру издержек, доходность компаний, характер их реальных инвестиций. Результатом станет необходимость радикальных преобразований в энергетической сфере, причем одновременно в большинстве стран ЕС. От тех решений, которые будут приняты в ближайшее время, зависит характер – скорость и радикальность – дисквалификации действующих сейчас активов. Соответственно, начнется тяжелый переходный период в энергетическом секторе ЕС, пересмотр двух- и многосторонних отношений и сфер их дальнейшего развития.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

Гурков А. (2020). Нефтяные компании Европы хотят стать «зелеными», но в России в это не верят // DW. 9 октября. Режим доступа: <https://www.dw.com/ru/neftekompanii-evropy-hotjat-stat-zelenymi-grossija-ne-verit/a-55191915> (дата обращения: 12.08.2021).

Еремин С.В. (2015). Танкерная и трубопроводная транспортировка природного газа: проблемы эффективности и конкуренции // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Т. 4. С. 30–36. Режим доступа: <https://rucont.ru/file.ashx?guid=c77166bb-3552-4c7f-a32c-67ea37d5cc3c> (дата обращения: 12.08.2021).

Крюков В.А., Меджидова Д.Д. (2021). Арктические активы – от масштаба к трансформации // ЕСО. Т. 559. № 1. С. 8–39. <https://doi.org/10.30680/ЕСО0131-7652-2021-1-8-39>.

Курдин А.А., Шаститко А.Е. (2018). Функциональное и инструментальное в определении рынка: лаборатория естественных экспериментов на Балтике // Балтийский регион. Т. 10. № 2. С. 4–25. <https://doi.org/10.5922/2079-8555-2018-2-1>.

Макаров А.А., Митрова Т.А., Кулагин В.А. (2019). Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / ИНЭИ РАН, Московская школа управления Сколково. Режим доступа: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Forecast\\_2019\\_Rus.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf) (дата обращения: 12.08.2021).

Макаров И.А., Соколова А.К. (2014). Оценка углеродоемкости внешней торговли России // Экономический журнал Высшей школы экономики. Т. 18. № 3. С. 477–507. Режим доступа: <https://ej.hse.ru/data/2014/11/19/1101018306/Макаров.pdf> (дата обращения: 12.08.2021).

Макаров И.А., Степанов И.А. (2018). Парижское климатическое соглашение: влияние на мировую энергетику и вызовы для России // Актуальные проблемы Европы. № 1. С. 77–100. Режим доступа: <https://upe-journal.ru/article.php?id=206> (дата обращения: 12.08.2021).

<sup>8</sup> «Голубым» является водород, получаемый из природного газа с использованием технологий секвестрации. «Зеленый» водород производится при помощи электролиза из ВИЭ.

Телегина Е., Халова Г. (2020). Мировая экономика и энергетика на переломе: поиски альтернативной модели развития // *Мировая экономика и международные отношения*. Т. 64. № 3. С. 5–11. <https://doi.org/10.20542/0131-2227-2020-64-3-5-11>.

Фролов А. (2012) Дорогие газопроводы «Газпром» строит экономно // *Корпоративный журнал «Газпром»*. № 3. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2012/transportation-economical/> (дата обращения: 12.08.2021).

Andersen A.D. (2012). Towards a New Approach to Natural Resources and Development: The Role of Learning, Innovation and Linkage Dynamics // *International Journal of Technological Learning, Innovation and Development*. Vol. 5. No. 3. P 291–324. <https://doi.org/10.1504/IJTLID.2012.047681>.

Bernanke B.S. (1983). Irreversibility, Uncertainty, and Cyclical Investment // *Quarterly Journal of Economics*. Vol. 98. No 1. P. 85–106. <https://doi.org/10.2307/1885568>.

BP (2020). Statistical Review of World Energy. 69th Edition. Режим доступа: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (дата обращения: 12.08.2021).

Brouthers K.D., Brouthers L.E. (2003). Why Service and Manufacturing Entry Mode Choices Differ: The Influence of Transaction Cost Factors, Risk and Trust // *Journal of Management Studies*. Vol. 40. No. 5. P. 1179–1204. <https://doi.org/10.1111/1467-6486.00376>.

Correljé A. (2016). The European Natural Gas Market // *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*. Vol. 3. P. 28–34. <https://doi.org/10.1007/s40518-016-0048-y>.

DW (2016). German Utilities Win Compensation for Nuclear Phaseout. 5 December. Режим доступа: <https://www.dw.com/en/german-utilities-win-compensation-for-nuclear-phaseout/a-36639314> (дата обращения: 06.02.2021).

Engen O.A. (2009). The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A Historical Overview // *Innovation, Path Dependency, and Policy* / J. Fagerberg, D. Mowery, B. Verspagen (eds). Oxford University Press.

Espino-Rodríguez T.F., Padrón-Robaina V. (2006). A Review of Outsourcing From the Resource-Based View of the Firm // *International Journal of Management Reviews*. Vol. 8. No. 1. P. 49–70. <https://doi.org/10.1111/j.1468-2370.2006.00120.x>.

European Commission (EC) (2020a). A Hydrogen Strategy for Climate-Neutral Europe. Communication From the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM (2020) 301 final. Brussels, 8 July. Режим доступа: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf) (дата обращения: 12.08.2021).

European Commission (EC) (2020b). Long-Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy of the European Union and Its Member States. Submission by Croatia and the European Commission on Behalf of the European Union and its Member States. Zagreb, 6 March. Режим доступа: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/HR-03-06-2020%20EU%20Submission%20on%20Long%20term%20strategy.pdf> (дата обращения: 25 January 2021).

European Network of Transmission System Operators for GAS (ENTSO-G) (2020). ENTSOG 2050 Roadmap: Action Plan. Режим доступа: [https://entsog.eu/sites/default/files/2020-10/entsog\\_Roadmap\\_2050\\_Action\\_Plan\\_201008\\_final.pdf](https://entsog.eu/sites/default/files/2020-10/entsog_Roadmap_2050_Action_Plan_201008_final.pdf) (дата обращения: 12.08.2021).

Fagerberg J., Mowery D.C., Verspagen B. (2009). The Evolution of Norway's National Innovation System // *Science and Public Policy*. Vol. 36. No. 6. P. 431–444. <https://doi.org/10.3152/030234209X460944>.

FitchRatings (2021). Compensation to German Nuclear Power Plants Positive; No Immediate Rating Impact. Режим доступа: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/compensation-to-german-nuclear-power-plants-positive-no-immediate-rating-impact-12-03-2021> (дата обращения: 01.08.2021).

Frankfurt School FS – UNEP Centre-BloombergNEF (2019). Global Trends in Renewable Energy Investment 2019. Frankfurt am Main: Frankfurt School–UNEP Centre. Режим доступа: [https://www.fs-unep-centre.org/wp-content/uploads/2019/11/GTR\\_2019.pdf](https://www.fs-unep-centre.org/wp-content/uploads/2019/11/GTR_2019.pdf) (дата обращения: 12.08.2021).



- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) (2019). Hydrogen Roadmap Europe: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition. Режим доступа: <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition> (дата обращения: 12.08.2021).
- Grigoryev L.M., Medzhidova D.D. (2020). Global Energy Trilemma // *Russian Journal of Economics*. Vol. 6. No. 4. P. 437–462. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.58683>.
- Grigoryev L.M., Medzhidova D.D. (2021). Energy Transition in the Baltic Sea Region: A Controversial Role of LNG? // *LNG in the Baltic Sea Region* / K. Liuhto (ed.). Springer. Forthcoming.
- Gustafson T. (1989). *Crisis amid Plenty: The Politics of Soviet Energy under Brezhnev and Gorbachev*. Princeton Legacy Library. Режим доступа: <https://www.jstor.org/stable/j.ctt7zvjxh> (дата обращения: 12.08.2021).
- Gustafson T. (2020). *The Bridge: Natural Gas in a Redivided Europe*. Harvard University Press.
- Hafner M., Raimondi P.P. (2020). Priorities and Challenges of the EU Energy Transition: From the European Green Package to the New Green Deal // *Russian Journal of Economics*. Vol. 6. No. 4. P. 374–389. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55375>.
- Hausfather Z. (2015). Bounding the Climate Viability of Natural Gas as a Bridge Fuel to Displace Coal // *Energy Policy*. Vol. 86. P. 286–294. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.012>.
- Heather P. (2015). The Evolution of European Traded Gas Hubs. OIES Paper NG 104, Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/10.26889/9781784670467>.
- Heather P. (2019). European Traded Gas Hubs: A Decade of Change. *Energy Insight 55*, Oxford Institute for Energy Studies. Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf> (дата обращения: 12.08.2021).
- Heather P. (2020). European Traded Gas Hubs: The Supremacy of TTF. *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies. Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/05/European-Traded-gas-hubs-the-supremacy-of-TTF.pdf> (дата обращения: 12.08.2021).
- Inman M. (2020). Gas at a Crossroads: Why the EU Should Not Continue to Expand Its Gas Infrastructure // *Global Energy Monitor*. Режим доступа: [https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2020/02/Gas\\_at\\_a\\_Crossroads\\_EU.pdf](https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2020/02/Gas_at_a_Crossroads_EU.pdf) (дата обращения: 06.02.2021).
- International Energy Agency (IEA) (2020a). *World Energy Outlook 2020*. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (дата обращения: 12.08.2021).
- International Energy Agency (IEA) (2020b). *World Energy Investment 2020*. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020> (дата обращения: 12.08.2021).
- International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL) (2020). *The LNG Industry. GIIGNL Annual Report*. Режим доступа: <https://giignl.org/publications/giignl-2020-annual-report> (дата обращения: 12.08.2021).
- International Monetary Fund (IMF) (2021). *World Economic Outlook Update, January 2021: Policy Support and Vaccines Expected to Lift Activity*. Режим доступа: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2021/01/26/2021-world-economic-outlook-update> (дата обращения: 12.08.2021).
- Joskow P.L. (1988). Asset Specificity and the Structure of Vertical Relationships: Empirical Evidence // *Journal of Law, Economics, and Organization*. Vol. 4. No. 1. P. 95–117. Режим доступа: <https://www.jstor.org/stable/765016>.
- Joskow P.L. (2005). Vertical Integration // *Handbook of New Institutional Economics* / C. Menard, M.M. Shirley (eds). Springer.
- Krukowska E. (2020). Here's How the EU Could Tax Carbon Around the World // *Bloomberg*. 18 February. Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-02-18/here-s-how-the-eu-could-tax-carbon-around-the-world-quicktake> (дата обращения: 12.08.2021).
- Morrill C., Morrill J. (2003). Internal Auditors and the External Audit: A Transaction Cost Perspective // *Managerial Auditing Journal*. Vol. 18. No. 6–7. P. 490–504. <https://doi.org/10.1108/02686900310482632>.
- Norwegian Petroleum (n. d.). *The Service and Supply Industry*. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. Режим доступа: <https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/service-and-supply-industry> (дата обращения: 12.08.2021).

- Peters D., van der Leun K., Terlouw W., van Tilburg J., Berg T., Schimmel M., van der Hoorn I., Buseman M., Staats M., Schenkel M., Ur Rehman Mir G. (2020). Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050 // Gas for Climate-Guidehouse. Режим доступа: [https://gasforclimate2050.eu/?smd\\_process\\_download=1&download\\_id=339](https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=339) (дата обращения: 12.08.2021).
- Pindyck R.S. (1991). Irreversibility, Uncertainty, and Investment // *Journal of Economic Literature*. Vol. 29. No. 3. P. 1110–1148. Режим доступа: <https://www.jstor.org/stable/2727613>. (дата обращения: 12.08.2021).
- Riordan M.H., Williamson O.E. (1985). Asset Specificity and Economic Organization // *International Journal of Industrial Organization*. Vol. 3. No. 4. P. 365–378. [https://doi.org/10.1016/0167-7187\(85\)90030-X](https://doi.org/10.1016/0167-7187(85)90030-X).
- Rogerson W.P. (1992). Contractual Solutions to the Hold-Up Problem // *Review of Economic Studies*. Vol. 59. No. 4. P. 777–794. <https://doi.org/10.2307/2297997>.
- Sæther B., Isaksen A., Karlsen A. (2011). Innovation by Co-Evolution in Natural Resource Industries: The Norwegian Experience // *Geoforum*. Vol. 42. Iss. 3. P. 373–381. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2011.01.008>.
- Schultz S. (2021). Umweltministerin für Weiterbau von Nord Stream 2 [Environment Minister for the Further Development of Nord Stream 2] // *Frankfurter Allgemeine*, 23 January, Режим доступа: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-energie-und-umwelt/bundesumweltministerin-fuer-weiterbau-von-nord-stream-2-17161295.html> (дата обращения: 12.08.2021). (In German)
- Stankeviciute L., Criqui P. (2008). Energy and Climate Policies to 2020: The Impact of the European “20 – 20 – 20” Approach // *International Journal of Energy Sector Management*. Vol. 2. No. 2. P. 252–273. <https://doi.org/10.1108/17506220810883243>.
- Statista (2019a). Length of pipelines owned by leading natural gas transporting companies in the European Union (EU) as of 2019. Режим доступа: <https://www.statista.com/statistics/468444/eu-natural-gas-pipeline-ownership-by-length/> (дата обращения: 14.08.2021).
- Statista (2019b). Number of Operational and Planned Liquefied Natural Gas (LNG) Import Terminals in Europe as of 2019 by Country. Режим доступа: <https://www.statista.com/statistics/326008/lng-import-terminals-by-country-europe/> (дата обращения: 12.08.2021).
- Stern J. (2019a). Challenges to the Future of LNG: Decarbonisation, Affordability, and Profitability. OIES Paper NG 152, Oxford Institute for Energy Studies. Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/10/Challenges-to-the-Future-of-LNG-NG-152.pdf> (дата обращения: 12.08.2021).
- Stern J. (2019b). Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets. OIES Paper NG 141, Oxford Institute for Energy Studies. Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/02/Narratives-for-Natural-Gas-in-a-Decarbonising-European-Energy-Market-NG141.pdf> (дата обращения: 12.08.2021).
- Stern J. (2020). The Role of Gases in the European Energy Transition // *Russian Journal of Economics*. Vol. 6. No. 4. P. 390–405. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55105>.
- Thuiller W. (2007). Climate Change and the Ecologist // *Nature*. Vol. 448. P. 550–552. <https://doi.org/10.1038/448550a>.
- von Hirschhausen C., Neumann A. (2008). Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited: An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry // *Review of Industrial Organization*. Vol. 32. P. 131–343. <https://doi.org/10.1007/s11151-008-9165-0>.
- Williamson O.E. (1979) Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations // *The Journal of Law and Economics*. Vol. 22. No. 2. P. 233–261. <https://doi.org/10.1086/466942>.
- Williamson O.E. (2005). The Economics of Governance // *American Economic Review*. Vol. 95. No. 2. P. 1–18. Режим доступа: <https://www.jstor.org/stable/4132783>.
- Young O.R. (1980). International Regimes: Problems of Concept Formation // *World Politics*. Vol. 32. No. 3. P. 331–356. <https://doi.org/10.2307/2010108>.

# Energy Transition and Asset Specificity Transformation of the European Gas Market<sup>1</sup>

D. Medzhidova

---

**Dzhanneta Medzhidova** – Lecturer at the Department of World Economy, National Research University Higher School of Economics; room 407, bldg. 1, 17 Malaya Ordynka Ulitsa, Moscow, Russian Federation; Junior Research Fellow, IMEMO RAN; 23 Profsoyuznaya Ulitsa, Moscow, 117997, Russian Federation; dmedzhidova@hse.ru

## Abstract

*In 2021, the European Union (EU) is entering a new phase of energy transition, reducing the use of fossil fuels to achieve climate neutrality by the mid-century. For a qualitative assessment of the impact of the EU gas market's green policy, transaction cost theory and the concept of asset specificity is referenced in this article. During the first stage of market development, the level of asset specificity was high, while a decline can be observed with market liberalization. However, at the current stage, a radical transformation of specificity in the context of energy transition can be seen. Assets that used to guarantee higher profitability (gas pipelines, gas processing plants, liquified natural gas (LNG) terminals) will soon be disqualified. In this article, the long-term prospects for the natural gas market in Europe, and what will happen to key assets if the climate agenda dominates the issue of energy security, are considered; qualitative assessment of the changes and of the future of the assets on the European gas market is undertaken.*

**Keywords:** asset specificity, gas markets, European gas market, assets disqualification, pipeline, LNG, Green deal, energy transition

**For citation:** Medzhidova D. (2021) Energy Transition and Asset Specificity Transformation of the European Gas Market. *International Organisations Research Journal*, 2021, vol. 16, no 3, pp. 161–182 (in English). doi:10.17323/1996-7845-2021-03-07

## References

- Andersen A.D. (2012) Towards a New Approach to Natural Resources and Development: The Role of Learning, Innovation and Linkage Dynamics. *International Journal of Technological Learning, Innovation and Development*, vol. 5, no 3, pp. 291–324. <https://doi.org/10.1504/IJTLLID.2012.047681>.
- Bernanke B.S. (1983) Irreversibility, Uncertainty, and Cyclical Investment. *Quarterly Journal of Economics*, vol. 98, no 1, pp. 85–106. <https://doi.org/10.2307/1885568>.
- BP (2020) Statistical Review of World Energy, 69th Edition. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (accessed 12.08.2021).
- Brouthers K.D., Brouthers L.E. (2003) Why Service and Manufacturing Entry Mode Choices Differ: The Influence of Transaction Cost Factors, Risk and Trust. *Journal of Management Studies*, vol. 40, no 5, pp. 1179–204. <https://doi.org/10.1111/1467-6486.00376>.
- Correljé A. (2016) The European Natural Gas Market. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, vol. 3, pp. 28–34. <https://doi.org/10.1007/s40518-016-0048-y>.
- FitchRatings (2021). Compensation to German Nuclear Power Plants Positive; No Immediate Rating Impact. Available at: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/compensation-to-german-nuclear-power-plants-positive-no-immediate-rating-impact-12-03-2021> (accessed 01/08/2021).

<sup>1</sup> This article was submitted 24.03.2021.

- DW (2016) German Utilities Win Compensation for Nuclear Phaseout. 5 December. Available at: <https://www.dw.com/en/german-utilities-win-compensation-for-nuclear-phaseout/a-36639314> (accessed 06.02.2021).
- Engen O.A. (2009) The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A Historical Overview. *Innovation, Path Dependency, and Policy* (J. Fagerberg, D. Mowery, B. Verspagen (eds)). Oxford University Press.
- Eremin S.V. (2015) Tankernaya i truboprovodnaya transportirovka prirodnogo gaza: problemy effektivnosti i konkurentsii [Tanker and Pipeline Transportation of Natural Gas: Problems of Efficiency and Competition]. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, vol. 4, pp. 30–6. Available at: <https://rucont.ru/file.ashx?guid=c77166bb-3552-4c7f-a32c-67ea37d5cc3c> (accessed 12 August 2012) (in Russian).
- Espino-Rodríguez T.F., Padrón-Robaina V. (2006) A Review of Outsourcing From the Resource-Based View of the Firm. *International Journal of Management Reviews*, vol. 8, no 1, pp. 49–70. <https://doi.org/10.1111/j.1468-2370.2006.00120.x>.
- European Commission (EC) (2020a). A Hydrogen Strategy for Climate-Neutral Europe. Communication From the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM (2020) 301 final. Brussels, 8 July. Available at: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf) (accessed 12.08.2021).
- European Commission (EC) (2020b). Long-Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy of the European Union and Its Member States. Submission by Croatia and the European Commission on Behalf of the European Union and its Member States. Zagreb, 6 March. Available at: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/HR-03-06-2020%20EU%20Submission%20on%20Long%20term%20strategy.pdf> (accessed 25.01.2021).
- European Network of Transmission System Operators for GAS (ENTSO-G) (2020). ENTSOG 2050 Roadmap: Action Plan. Available at: [https://entsog.eu/sites/default/files/2020-10/entsog\\_Roadmap\\_2050\\_Action\\_Plan\\_201008\\_final.pdf](https://entsog.eu/sites/default/files/2020-10/entsog_Roadmap_2050_Action_Plan_201008_final.pdf) (accessed 12.08.2021).
- Fagerberg J., Mowery D.C., Verspagen B. (2009) The Evolution of Norway’s National Innovation System. *Science and Public Policy*, vol. 36, no 6, pp. 431–44. <https://doi.org/10.3152/030234209X460944>.
- Frankfurt School FS – UNEP Centre-BloombergNEF (2019). Global Trends in Renewable Energy Investment 2019. Frankfurt am Main: Frankfurt School–UNEP Centre. Available at: [https://www.fs-unep-centre.org/wp-content/uploads/2019/11/GTR\\_2019.pdf](https://www.fs-unep-centre.org/wp-content/uploads/2019/11/GTR_2019.pdf) (accessed 12.08.2021).
- Frolov A. (2012) Dorigiye gazoprovody “Gazprom” stroit ekonomno [Expensive Gas Pipelines: Gazprom Builds Economically]. Gazprom, 22 March. Available at: <https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2012/transportation-economical/> (accessed 12.08.2021). (In Russian)
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) (2019) Hydrogen Roadmap Europe: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition. Available at: <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition> (accessed 12.08.2021).
- Grigoryev L.M., Medzhidova D.D. (2020) Global Energy Trilemma. *Russian Journal of Economics*, vol. 6, no 4, pp. 437–62. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.58683>.
- Grigoryev L.M., Medzhidova D.D. (2021) Energy Transition in the Baltic Sea Region: A Controversial Role of LNG? *LNG in the Baltic Sea Region* (K. Liuhto (ed.)). Springer. Forthcoming.
- Gurkov A. (2020) Neftnyanye kompanii Yevropy khotyat stat , “zelenymi”, no v Rossii v eto ne veryat [European Oil Companies Want to Go Green, but Russia Doesn’t Believe It]. DW, 9 October. Available at: <https://www.dw.com/ru/neftekompanii-evropy-hotjat-stat-zelenymi-rossija-ne-verit/a-55191915> (accessed 12.08.2021). (In Russian.)
- Gustafson T. (1989) Crisis amid Plenty: The Politics of Soviet Energy under Brezhnev and Gorbachev. Princeton Legacy Library. Available at: <https://www.jstor.org/stable/j.ctt7zvjxh> (accessed 12.08.2021).
- Gustafson T. (2020) *The Bridge: Natural Gas in a Redivided Europe*. Harvard University Press.
- Hafner M., Raimondi P.P. (2020) Priorities and Challenges of the EU Energy Transition: From the European Green Package to the New Green Deal. *Russian Journal of Economics*, vol. 6, no 4, pp. 374–89. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55375>.
- Hausfather Z. (2015) Bounding the Climate Viability of Natural Gas as a Bridge Fuel to Displace Coal. *Energy Policy*, vol. 86, pp. 286–94. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.012>.

- Heather P. (2015) The Evolution of European Traded Gas Hubs. OIES Paper NG 104, Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/10.26889/9781784670467>.
- Heather P. (2019) European Traded Gas Hubs: A Decade of Change. Energy Insight 55, Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf> (accessed 12.08.2021).
- Heather P. (2020) European Traded Gas Hubs: The Supremacy of TTF. Oxford Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/05/European-Traded-gas-hubs-the-supremacy-of-TTF.pdf> (accessed 12.08.2021).
- Inman M. (2020) Gas at a Crossroads: Why the EU Should Not Continue to Expand Its Gas Infrastructure. Global Energy Monitor. Available at: [https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2020/02/Gas\\_at\\_a\\_Crossroads\\_EU.pdf](https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2020/02/Gas_at_a_Crossroads_EU.pdf) (accessed 06.02.2021).
- International Energy Agency (IEA) (2020a). World Energy Outlook 2020. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (accessed 12.08.2021).
- International Energy Agency (IEA) (2020b). World Energy Investment 2020. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020> (accessed 12.08.2021).
- International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL) (2020) The LNG Industry. GIIGNL Annual Report. Available at: <https://giignl.org/publications/giignl-2020-annual-report> (accessed 12.08.2021).
- International Monetary Fund (IMF) (2021). World Economic Outlook Update, January 2021: Policy Support and Vaccines Expected to Lift Activity. Available at: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2021/01/26/2021-world-economic-outlook-update> (accessed 12.08.2021).
- Joskow P.L. (1988) Asset Specificity and the Structure of Vertical Relationships: Empirical Evidence. *Journal of Law, Economics, and Organization*, vol. 4, no 1, pp. 95–117. Available at: <https://www.jstor.org/stable/765016>.
- Joskow P.L. (2005) Vertical Integration. *Handbook of New Institutional Economics* (C. Menard, M.M. Shirley (eds)). Springer.
- Krukowska E. (2020) Here's How the EU Could Tax Carbon Around the World. Bloomberg, 18 February. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-02-18/here-s-how-the-eu-could-tax-carbon-around-the-world-quicktake> (accessed 12.08.2021).
- Kryukov V.A., Medzhidova D.D. (2021) Arkticheskiye aktivy – ot masshtaba k transformnosti [Arctic Assets: From Scale to Transformability]. *ECO*, vol. 559, no 1, pp. 8–39. <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2021-1-8-39>.
- Kurdirin A.A., Shastitko A.E. (2018) Funktsional'noye i eksperimental'noye v opredelenii rynka: laboratoriya yestestvennykh eksperimentov na Baltike [Function and Experiment in Defining the Market: The Laboratory of Natural Experiments in the Baltic]. *Baltiyskiy region*, vol. 10, no 2, pp. 4–25. <https://doi.org/10.5922/2079-8555-2018-2-1>. (In Russian)
- Makarov A.A., Mitrova T.A., Kulagin V.A. (2019) *Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii 2019* [Forecast of the Development of Energy in the World and Russia]. ERI RAS, Moscow School of Management SKOLKOVO. (In Russian)
- Makarov I.A., Sokolova A.K. (2014). Ocenka uglerodoemkosti vneshnej trgovli Rossii [Carbon Emissions Embodied in Russia's Trade]. *Higher School Of Economics Economic Journal*, vol. 18 (3), pp. 477–507.
- Makarov I.A., Stepanov I.A. (2018) Parizhskoye klimaticheskoye soglasheniye: vliyaniye na mirovuyu energetiku i vyzovy dlya Rossii [Paris Climate Agreement: Impact on World Energy and Challenges for Russia]. *Aktual'nyye problemy yevropy*, no 1, pp. 77–100. Available at: <https://upe-journal.ru/article.php?id=206> (accessed 12.08.2021) (in Russian).
- Morrill C., Morrill J. (2003) Internal Auditors and the External Audit: A Transaction Cost Perspective. *Managerial Auditing Journal*, vol. 18, no 6–7, pp. 490–504. <https://doi.org/10.1108/02686900310482632>.
- Norwegian Petroleum (n. d.). The Service and Supply Industry. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. Available at: <https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/service-and-supply-industry> (accessed 12.08.2021).
- Peters D., van der Leun K., Terlouw W., van Tilburg J., Berg T., Schimmel M., van der Hoorn I., Buseman M., Staats M., Schenkel M., Ur Rehman Mir G. (2020) *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050*. Gas

- for Climate-Guidehouse. Available at: [https://gasforclimate2050.eu/?smd\\_process\\_download=1&download\\_id=339](https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=339) (accessed 12.08.2021).
- Pindyck R.S. (1991) Irreversibility, Uncertainty, and Investment. *Journal of Economic Literature*, vol. 29, no 3, pp. 1110–48. Available at: <https://www.jstor.org/stable/2727613>.
- Riordan M.H., Williamson O.E. (1985) Asset Specificity and Economic Organization. *International Journal of Industrial Organization*, vol. 3, no 4, pp. 365–78. [https://doi.org/10.1016/0167-7187\(85\)90030-X](https://doi.org/10.1016/0167-7187(85)90030-X).
- Rogerson W.P. (1992) Contractual Solutions to the Hold-Up Problem. *Review of Economic Studies*, vol. 59, no 4, pp. 777–94. Available at: <https://doi.org/10.2307/2297997>.
- Sæther B., Isaksen A., Karlsen A. (2011) Innovation by Co-Evolution in Natural Resource Industries: The Norwegian Experience. *Geoforum*, vol. 42, issue 3, pp. 373–81. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2011.01.008>.
- Schultz S. (2021) Umweltministerin für Weiterbau von Nord Stream 2 [Environment Minister for the Further Development of Nord Stream 2]. *Frankfurter Allgemeine*, 23 January. Available at: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-energie-und-umwelt/bundesumweltministerin-fuer-weiterbau-von-nord-stream-2-17161295.html> (accessed 12.08.2021). (In German)
- Stankeviciute L., Criqui P. (2008) Energy and Climate Policies to 2020: The Impact of the European “20 – 20 – 20” Approach. *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 2, no 2, pp. 252–73. <https://doi.org/10.1108/17506220810883243>.
- Statista (2019a). Length of pipelines owned by leading natural gas transporting companies in the European Union (EU) as of 2019. Available at: <https://www.statista.com/statistics/468444/eu-natural-gas-pipeline-ownership-by-length/> (accessed 14.08.2021).
- Statista (2019b). Number of Operational and Planned Liquefied Natural Gas (LNG) Import Terminals in Europe as of 2019 by Country. Available at: <https://www.statista.com/statistics/326008/lng-import-terminals-by-country-europe/> (accessed 12.08.2021).
- Stern J. (2019a) Challenges to the Future of LNG: Decarbonisation, Affordability, and Profitability. OIES Paper NG 152, Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/10/Challenges-to-the-Future-of-LNG-NG-152.pdf> (accessed 12.08.2021).
- Stern J. (2019b) Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets. OIES Paper NG 141, Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/02/Narratives-for-Natural-Gas-in-a-Decarbonising-European-Energy-Market-NG141.pdf> (accessed 12.08.2021).
- Stern J. (2020) The Role of Gases in the European Energy Transition. *Russian Journal of Economics*, vol. 6, no 4, pp. 390–405. <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55105>.
- Telegina E., Khalova G. (2020) Mirovaya ekonomika i energetika na perelome: poiski al'ternativnoy modeli razvitiya [World Economy and Energy at a Turning Point: Searching for an Alternative Development Model]. *World Economy and International Relations*, vol. 64, no 3, pp. 5–11. <https://doi.org/10.20542/0131-2227-2020-64-3-5-11> (in Russian).
- Thuiller W. (2007) Climate Change and the Ecologist. *Nature*, vol. 448, pp. 550–2. <https://doi.org/10.1038/448550a>.
- von Hirschhausen C., Neumann A. (2008) Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited: An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry. *Review of Industrial Organization*, vol. 32, pp. 131–43. <https://doi.org/10.1007/s11151-008-9165-0>.
- Williamson O.E. (1979) Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations. *The Journal of Law and Economics*, vol. 22, no 2, pp. 233–61. <https://doi.org/10.1086/466942>.
- Williamson O.E. (2005) The Economics of Governance. *American Economic Review*, vol. 95, no 2, pp. 1–18. Available at: <https://www.jstor.org/stable/4132783>.
- Young O.R. (1980) International Regimes: Problems of Concept Formation. *World Politics*, vol. 32, no 3, pp. 331–56. <https://doi.org/10.2307/2010108>.