

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

Курдин А.А.

**Регулирование цен предприятий: области применения,
механизмы и методы регулирования,
последствия для конкуренции
*(на примере газовой отрасли)***

Москва 2017

Аннотация. Процесс реформирования российской промышленности, длящийся уже третий десяток лет, сопровождается дискуссией о создании такой системы регулирования отраслей, которая, с одной стороны, позволяла бы создавать стимулы у участников рынка к инвестициям в развитие отрасли и модернизацию мощностей, а, с другой стороны, не сопровождалась бы опережающим ростом цен и индексацией тарифов. Традиционно этот вопрос является актуальным для инфраструктурных отраслей, стоимость услуг которых напрямую влияет на расходы граждан и на себестоимость конечной продукции предприятий.

В работе представлен обзор теоретических и прикладных аспектов регулирования цен и тарифов в газовой отрасли, систематизированы применяемые методы регулирования, проведен анализ особенностей российской практики, рассмотрены перспективы развития газовой отрасли в России и мире, сформулированы рекомендации для российских органов власти.

Ключевые слова: газовая отрасль, регулирование цен, индексация, тарифы, развитие конкуренции

Курдин А.А. старший научный сотрудник Центра исследований конкуренции и экономического регулирования ИПЭИ Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Данная работа подготовлена на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с Государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2016 год.

1. Теоретические основы ценового и тарифного регулирования в газовой отрасли

Газовая отрасль – один из наиболее важных и вместе с тем наиболее конфликтных примеров отрасли с естественно-монопольным компонентом. Это связано с определенными характерными особенностями отрасли.

Во-первых, это высокая капиталоемкость создания инфраструктуры для хранения и транспортировки газа. Газообразное агрегатное состояние продукта подразумевает необходимость использования труб большого диаметра (ТБД), гигантских емкостей для хранения газа и наличия мощностей (компрессорных установок), обеспечивающих высокое давление для его транспортировки. Все это подразумевает высокие постоянные издержки – очень часто более высокие по сравнению с другими сырьевыми отраслями. Следовательно, эффект масштаба для газовой отрасли крайне важен, что создает весьма серьезные предпосылки для формирования естественной монополии. (Впрочем, практика, в частности практика США, свидетельствует, что это не всегда так, и сосуществование двух систем газопроводов разных владельцев, например, в одном штате вполне возможно [1]).

Во-вторых, для газовой отрасли характерна высокая специфичность активов «газ» и особенно «система газоснабжения». Во втором случае актив можно назвать приближающимся к идиосинкратическому, то есть такому активу, ценность которого стремится к нулю за пределами какой-то одной транзакции с конкретным партнером и в конкретных условиях [2]. Газопроводы можно использовать только в рамках экономического взаимодействия с теми партнерами, к которым они и проложены. Именно этим можно обосновать с экономической точки зрения интерпретацию транспортной части газовой отрасли как естественно-монопольного сегмента, поскольку вопрос о «невыгодности» сосуществования двух газотранспортных систем разных владельцев в одном районе, в общем, может вызывать сомнения.

Что касается газа, то при разрыве отношений с партнером газ при развитой инфраструктуре может быть перенаправлен кому-то еще, но, возможно, с существенными потерями, поскольку в краткосрочном периоде спрос на газ не очень эластичен по цене, а вдобавок к этому поиск и бронирование дополнительных транспортных мощностей могут быть связаны с существенными издержками. Если же развитой инфраструктуры нет, то и газ – при наличии единственного канала сбыта – может рассматриваться как идиосинкратический актив.

Из этой особенности следует одно важное следствие. Довольно часто (хотя по мере развития инфраструктуры – все реже и реже) при осуществлении купли-продажи газа отсутствует не то что конкурентный, а вообще какой бы то ни было рынок, потому что два участника транзакции договариваются о ценах и иных условиях в изолированном экономическом пространстве, на котором нет ни фактических, ни потенциальных конкурентов, нет также и сопоставимых по условиям транзакций. В этой ситуации даже при симметрии переговорных возможностей участников транзакции и ее добровольности нет смысла говорить о рыночном взаимодействии. Более точно было бы охарактеризовать этот механизм координации как «реципрокность», выделенную как один из таких механизмов, в частности, К. Поланьи [3]. Применительно к ценообразованию это означает, что в условиях фактического отсутствия рыночной цены участникам транзакции требуется какой-то иной ценовой ориентир, выработанный либо третьей стороной (то есть регулятором рынка, государственным или частным), либо непосредственно искусственно созданный участниками транзакции.

В-третьих, поставки газа характеризуются высокой частотой, фактически непрерывностью. Потребление газа осуществляется в основном в целях оказания услуг отопления (охлаждения) и электроснабжения, перебои в осуществлении которых связаны с высокими издержками. Вдобавок к этому потребление электроэнергии, отопления (охлаждения) связано с суточными и сезонными колебаниями, а также с плохо предсказуемым влиянием погодно-климатических факторов. Следовательно, контрагентам на рынке газа необходима высокая степень адаптации типа С по О. Уильямсону [4], подразумевающая именно их приспособленность друг к другу, а не к внешним условиям.

Сочетание второй и третьей из упомянутых выше особенностей обуславливает сильную потребность предприятий отрасли в вертикальной интеграции, которая подразумевает вытеснение рыночного механизма координации, осуществляемого через ценовую систему, из отрасли – во всяком случае пока газ не приходит к конечному потребителю в промышленности или в секторе домохозяйств. Впрочем, и в случае потребителей из промышленности, точнее – электроэнергетики, газовые компании нередко владеют целой сетью генерирующих активов, потребляющих газ (как, например, «Газпром», объединяющий набор электроэнергетических предприятий в рамках предприятия «Газпром энергохолдинг»). В этом последнем случае, вообще говоря, газ ни на одном этапе от производства до потребления может и не попасть на рынок, и все цены

будут де-факто регулироваться внутри корпорации. Однако по мере развития стандартов конкурентной политики и регулирования в мире такая ситуация встречается все реже.

Но если даже уровень специфичности активов не является максимальным, существует по крайней мере потребность в существовании либо долгосрочных контрактов, либо развитого государственного регулирования. Иными словами, в этом случае оказываются задействованными двусторонний (обычно на международной арене, где нет возможностей прибегнуть к услугам государства как регулятора) или трехсторонний (с участием государства) механизм управления транзакциями между производителями и потребителями газа, в частности из-за высокого риска оппортунистического поведения в виде вымогательства со стороны участников контракта, в том числе в сфере ценообразования.

Таким образом, проблема регулирования цен в газовой отрасли возникает не только из-за характерной для естественной монополии проблемы высоких капитальных издержек и существенного эффекта от масштаба – более фундаментальной проблемой, объясняющей потребность в регулировании цен и иных параметров транзакций в газовой отрасли и на рынках газа, можно считать высокую специфичность актива и высокую частоту взаимодействия.

В-четвертых, еще одной особенностью газовой отрасли является высокая значимость международной торговли газом. В отличие от многих других естественных монополий или отраслей, подлежащих регулированию по иным причинам, в газовой отрасли существует проблемы значительной и непреодолимой по объективным причинам неравномерности в территориальном распределении производства и потребления товара. Наличие географически разнесенных (как правило) центров производства и потребления приводит к следующим последствиям:

- очень значительной роли в итоговой цене товара «газ» *транспортных расходов*, которые как раз и формируются в рамках естественно-монопольного сегмента газовой отрасли, а следовательно, *нуждаются в особом регулировании*;
- «выхода» национальных естественных монополий (компаний с естественно-монопольным сегментом бизнеса) за пределы собственной страны, что порождает коллизии на международном уровне;
- потребности в универсальных двусторонних *механизмах регулирования цен на газ и тарифов на сопутствующие услуги на международном уровне*, при отсутствии единого наднационального регулятора.

Несмотря на наличие определенных особенностей, в целом подходы к регулированию цен на газ или тарифов на услуги по транспортировке газа подобны подходам для других отраслей, в частности для естественных монополий, так что зачастую теоретические работы в этой сфере не имеют какой-то конкретной отраслевой привязки.

Следует напомнить о возможности применения при регулировании цен двух обобщенных подходов к регулируемому ценообразованию:

- регулирование, основанное на покрытии издержек («издержки плюс»), на обеспечении определенной нормы доходности инвестиций (RAB-регулирование) или иных подобных механизмах;
- стимулирующее регулирование, обычно связанное с установлением на долгосрочный период предела цен (price cap) или выручки (revenue cap), в абсолютном или относительном выражении, с потенциальным сокращением, с индексацией по темпам инфляции и т. п.

Первая группа подходов доминировала в исторической ретроспективе и остается весьма влиятельной до сих пор, но ряд негативных эффектов, в первую очередь выявленный в 1962 году эффект Аверча-Джонсона [5], связанный с отсутствием стимулов регулируемой таким образом компании к минимизации общественных издержек и фактическим поощрением излишних с точки зрения общественного благосостояния инвестиций, обусловили тенденцию к переходу к стимулирующему регулированию.

Вторая группа подходов – стимулирующее регулирование – также не лишена недостатков, поскольку одновременно с высокими стимулами к сокращению издержек для регулируемой фирмы она подразумевает и возможность получения ею высокой прибыли, обеспечиваемой за счет искусственно поддерживаемых цен или выручки. При этом финансирование такого завышения часто осуществляется за счет бюджетных средств, источником которых в свою очередь нередко служит искажающее налогообложение со всеми вытекающими из этого негативными последствиями.

В 1980-х годах активизировалось общественное обсуждение необходимости смены доминирующей модели регулирования [6]; в этот период (или вскоре после него) публикуется несколько важных работ Ж.-Ж. Лаффона и Ж. Тироля, обобщающих предшествующий массив работ по стимулирующему регулированию и демонстрирующих его преимущества и недостатки [7; 8]. Авторы предложили регуляторам исходить из меню контрактов, в рамках которого одним из полюсов является безрисковый и низкодходный (по крайней мере, без возможностей существенного повышения рентабельности своими

силами) для регулируемой фирмы, а также не стимулирующий к экономии контракт с тарифом «издержки плюс». Другим полюсом является установление фиксированной цены или выручки, что означает высокие стимулы к экономии, но и потенциально ведет к высокой ренте, которую регулируемая фирма может забрать у общества благодаря таким особенностям регулирования. И частично такой подход стал применяться на практике – если речь шла не о меню контрактов в явном виде, то о диверсифицированном подходе к регулированию цен, подразумевающему возможность если не самоотбора регулируемых фирм, то, по крайней мере, возможность регулятора исходить из этого меню при взаимодействии с той или другой регулируемой фирмой в зависимости от ее характеристик [6].

В дальнейшем сформулированные Ж.-Ж. Лаффоном и Ж. Тиролем основы теории оптимального регулирования были раскрыты и детализированы в ряде аспектов, включая поведение регулятора и регулируемых организаций в условиях различных параметров асимметрии информации и склонности к риску, статическую и динамическую оптимизацию, наличие множества продуктов и нескольких фирм, оптимальные сроки назначения тарифов и т. д. Обзор достижений 1990-х и 2000-х годов дан, в частности, в работе М. Армстронга и Д. Саппингтона [9], а также (в более практическом аспекте) у Г. Гутри [10]. Более подробное раскрытие этой теоретической литературы здесь не имеет смысла, поскольку в большинстве случаев объектом исследования ключевых работ не являлась и не является непосредственно газовая отрасль.

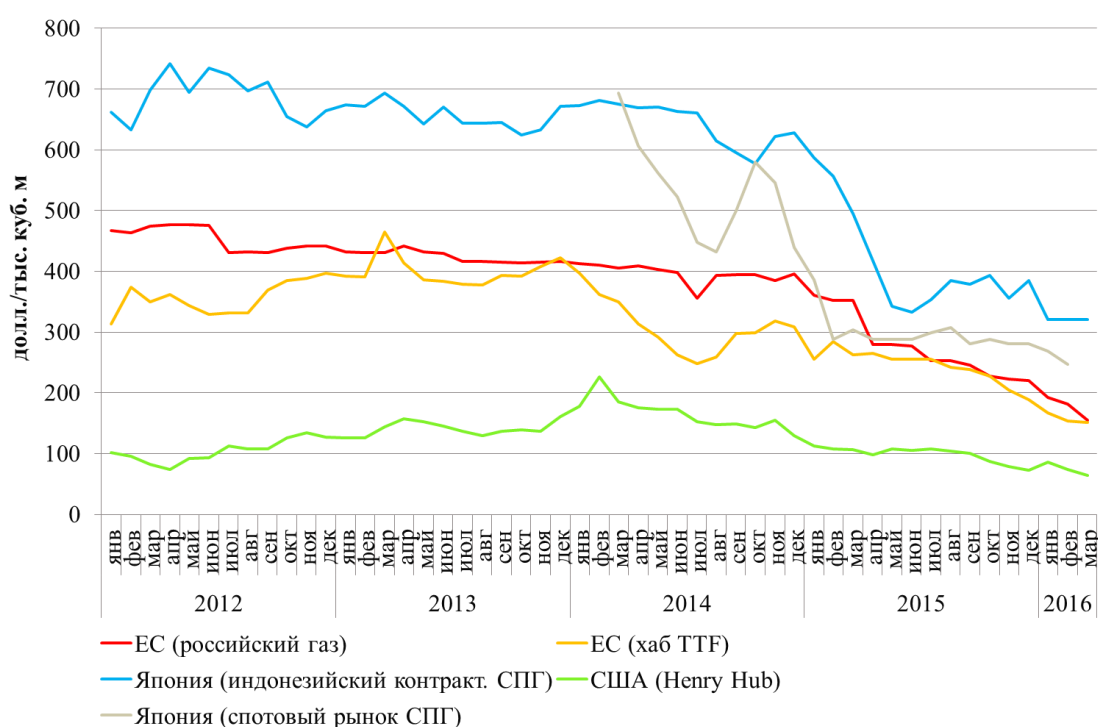
Вместе с этим в газовой отрасли сохраняется вопрос не только «как регулировать», но и «что регулировать», в контексте реформирования естественных монополий, развернувшегося в последние 30 лет во многих странах мира. И этот процесс продолжается, в том числе и в России. Далее мы рассмотрим процессы реформирования газовой отрасли в целом и тарифов в частности, осветив фактические изменения регулирования, их предпосылки и оценки результатов реформирования по разным странам.

2. Обобщение результатов эмпирических исследований ценового и тарифного регулирования в газовой отрасли

Предваряя детальное рассмотрение практики ценового регулирования в газовой отрасли, следует сделать два замечания.

Во-первых, рынки газа до сих пор развиты в мире в ограниченной степени, причиной чему – как ограниченность ресурсов, так и сложность и дороговизна транспортировки газа при наличии энергоносителей-субститутов. Кроме этого, из-за тех

же транспортных проблем отсутствует единый международный рынок газа, свидетельством чему служит значительный – в несколько раз! – разрыв в ценах между газом американского бенчмарка Henry Hub, европейскими ценами на газ и ценами на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР), сохраняющийся в 2010-х годах, хотя и несколько снизившийся в 2014–2015 годах на фоне падения цен на энергоносители (Рисунок 1).



Источник – МВФ, Thomson Reuters, METI of Japan

Рисунок 1 – Оптовые цены на газ в различных регионах мира

В результате в мире можно выделить лишь несколько экономик (национальных или региональных) с достаточно крупными, развитыми газовыми рынками. Прежде всего, это страны Северной Америки (при этом подавляющая часть потребления приходится на США), страны Европы (ЕС), Россия (а также страны бывшего СССР), отдельные страны АТР (Япония, Корея, Китай). Именно для этих стран имеет смысл рассматривать опыт регулирования, и в дальнейшем в работе мы будем обращаться именно к их анализу, особенно к США и странам ЕС как к юрисдикциям с развитой правовой и экономической средой, обширной практикой регулирования газовых рынков и ориентацией российских законодателей и правоприменителей в первую очередь именно на их опыт.

Во-вторых, важно отметить, что рынки газа поделены на несколько сегментов. Прежде всего, существуют оптовые и розничные рынки газа, зачастую регулируемые по разным принципам. Крупные конечные потребители могут приобретать для себя газ и на

оптовом рынке, но мелкие потребители обычно обращаются к специализированным сбытовым компаниям, способным агрегировать спрос единичных домохозяйств, малых и средних предприятий. В этом случае происходит взаимодействие на розничных рынках газа. Например, в России многие компании по реализации газа интегрированы в структуру группы компаний «Газпром Межрегионгаз», хотя есть и сбытовые компании принадлежащие регионам или иным частным корпорациям.

Но и внутри оптового и розничного рынков возможна сегментация и узаконенная дискриминация потребителей с выделением, в частности, населения и всех остальных потребителей или определением какой-либо отраслевой специфики.

В этой работе нас преимущественно интересуют оптовые рынки газа: регулирование розничных рынков зачастую происходит, вообще говоря, уже за пределами газовой отрасли, в сфере ЖКХ, наравне с регулированием других услуг ресурсоснабжающих организаций. Тем не менее и этот аспект заслуживает внимания.

1.2.США

Историю регулирования газовой отрасли США можно охарактеризовать как более полувека проб и ошибок при подборе оптимальной структуры регулирования. Итоговым вариантом стала либерализация оптового рынка газа при сохранении регулирования в сфере тарифообразования на услуги по транспортировке газа (в условиях частной собственности на компании, которые эти услуги предоставляют), а также частично в сфере сбыта при государственной собственности на отдельные сбытовые организации [5].

Дж. Макхолм выделяет три этапа развития газового рынка США, резко различающихся с точки зрения регулирования, которые подробнее рассмотрены далее, а именно:

- период нерегулируемых вертикально интегрированных компаний (1889–1937);
- период продаж доставленного газа (1938–1983);
- период контрактации трубопроводной транспортировки (1985 – настоящее время) [12].

На начальном этапе развития рынка газа, в конце XIX – начале XX веков, рынок газа являлся еще более либерализованным, чем теперь, в смысле отсутствия каких-либо серьезных регулирующих ограничений. В этот период рынок и газа, и услуг по транспортировке газа контролировался рядом вертикально интегрированных компаний: трубопроводный бизнес был аффилирован либо с добычей газа, либо со сбытом. На уровне штата регуляторы могли устанавливать собственные требования, и эта система могла эффективно работать, пока добыча газа имела небольшие масштабы. По мере развития инфраструктуры и ввода в строй крупных месторождений, удаленных от места

потребления газа, возросла важность межрегиональных газопроводов, которые на тот момент не подлежали регулированию. Собственники этих газопроводов могли диктовать ценовые и иные условия зависимым от них покупателям. Как заявляют А. Коррелье с соавторами, еще в 1906 году американские законодатели попытались ввести федеральное регулирование газотранспортной системы как «общественного перевозчика» (common carrier), как это было сделано в нефтяной отрасли, однако вследствие лоббизма эта инициатива не прошла, и межрегиональные газопроводы оставались в частных руках, без регулирования (в том числе ценового) и в рамках вертикально интегрированных структур вплоть до середины 1930-х годов [13]. Не регулировались на национальном уровне и цены на сам газ, что давало существенную переговорную силу крупным газовым компаниям и на уровне штатов, несмотря на формирование региональных регуляторов во всех штатах США к 1927 году [5, 133].

В 1930-х годах развернувшееся на фоне Великой Депрессии усиление дирижизма в американской администрации затронуло и энергетические отрасли. В 1935 году принимается закон о регулировании коммунальных компаний, в соответствии с которым американская комиссия по ценным бумагам SEC получает чрезвычайные права в отношении, в том числе, газовых компаний в смысле возможностей их разделения и выделения трубопроводных компаний в отдельный бизнес. Дж. Макхолм называет этот закон «законодательным покушением» на сложившуюся модель бизнеса [12, 19] и в то же время считает колоссальным шагом вперед, позволившим газовой отрасли отказаться от полной вертикальной интеграции и тем самым уйти вперед относительно нефтяной отрасли в смысле регулирования.

Отметим важную деталь: в отличие от принятых впоследствии классических схем разделения (unbundling) в газовой отрасли, в этом случае транспортные компании хотя и могли быть отделены от производителей, но при этом они по-прежнему сохраняли право выступать продавцами газа.

Следовательно, эта реформа была априори недостаточной для снятия зависимости потребителей от владельцев инфраструктуры на рынке непосредственно газа.

В 1938 году был издан уже специализированный закон для газовой отрасли – Natural Gas Act. Он передавал регулирование газовой отрасли созданной ранее Федеральной комиссии по энергетике (Federal Power Commission, FPC), а также вводил долгожданное регулирование межрегиональных газопроводов, в том числе регулируемые тарифы на транспортировку газа [13, 4], основанные на издержках трубопроводных компаний. В течение 1940-х годов подходы к тарифному регулированию уточняются, в

частности, принимается решение об ограничении возможностей регулятора по изменению тарифов таким образом, чтобы тарифная политика не могла приводить к снижению стоимости активов трубопроводных компаний [12, 14].

Но принятое решение по регулированию транспортных тарифов привело к довольно спорным результатам. Оказалось, что регулирование тарифов трубопроводных компаний не является надежным средством снижения цен на газ. Производители газа, сохранившие некоторую степень аффилиации с трубопроводными компаниями, сохранили возможность продавать газ по нерегулируемым (и зачастую завышенным) ценам аффилированным трубопроводным компаниям («кэптивным» покупателям), которые добавляли к этой цене регулируемую надбавку. В результате потребители, сохранявшие зависимость от трубопроводных компаний (вспомним, что именно трубопроводные компании по-прежнему выступали непосредственными продавцами газа в штаты), а следовательно – и от аффилированных с ними газодобывающих компаний – могли сталкиваться с неизменно высокими ценами, что закономерно привело к претензиям с их стороны. Проблема состояла также и в том, что при наличии длительных и крупных контрактов трубопроводных компаний с покупателями газа в регионах первые могли попасть в зависимость от производителей газа в той части, которая не была заблаговременно «забронирована» трубопроводными компаниями и продавалась на свободном рынке.

В 1954 было принято ключевое решение Верховного суда по делу Phillips Petroleum Co. против штата Висконсин (или просто делу Phillips), в соответствии с которым производители газа были обязаны продавать его трубопроводным компаниям по регулируемым ценам. Казалось бы, это должно было преодолеть указанную выше проблему, ведь теперь производители газа теряли возможность завышать цену и транслировать завышенную цену дальше в отношении потребителей газа.

Но это решение подвергается еще большей критике современными экспертами по сравнению даже с предыдущей, не самой удачной моделью регулирования. М. Фосс комментирует это так: «Должно быть очевидно, что применение федерального регулирования цен по отношению к миллионам скважин, разрабатываемым тысячами производителей (в результате дела Phillips) было попросту бессмысленным» [5, 132]. Действительно, первой колоссальной проблемой стал расчет обоснованных регулируемых оптовых цен для различных месторождений. Здесь актуальность приобретает еще одна особенность газовой отрасли (впрочем, как и ряда других добывающих отраслей): издержки производства могут существенно различаться по предприятиям вне зависимости

от их производственной эффективности и вне зависимости от масштаба производства, а просто вследствие различных горно-геологических условий. В результате регулятору пришлось отказаться от индивидуального определения цен и перейти к региональному принципу, но и здесь установление цен требовало многих лет и десятков миллионов долларов издержек [14, 13–14]. П. Джоскоу называет «почти комическими» попытки регулятора распространить практику регулирования цен для обычно немногочисленных естественных монополий на тысячи месторождений [15, 338]. Происходившие дальше события вполне исчерпывающе описывает П. Макэвой: «FPC потребовалось времени до конца 1960-х годов, чтобы реализовать эти нормы. Когда регулирование полностью вступило в силу, цена и добыча снизились до такого уровня, что дефицит превысил четверть суммарного спроса. Чтобы преодолеть дефицит, было проведено дерегулирование цен, но только для новых месторождений. Продолжая регулирование цен на старых месторождениях еще в течение семи лет, комиссия поддержала рост рыночных цен на газ новых месторождений до настолько завышенного уровня, что к середине 1980-х годов предложение превысило спрос» [14, 2].

Еще одной проблемой стало ценообразование на базе исторических издержек добыче, тогда как на практике они существенно возросли [16], что также привело к проблемам в добывающей отрасли.

Таким образом, сложности добывающих компаний в связи с установлением регулируемых оптовых цен на газ стали фактором сокращения добычи в США. Связано это было в первую очередь с административными, процедурными проблемами регулируемого ценообразования [17, 27]. Ситуация для потребителей усугубилась еще и взлетом цен на нефть в середине 1970-х годов. Интересной особенностью было перемещение торговли газом на внутрорегиональный уровень в связи с тем, что на торговлю внутри штата не распространялись тяжелые регулирующие ограничения. Но это еще более усугубляло дефицит на национальном уровне.

По итогам этой очередной неудачной модели регулируемого ценообразования на газовом рынке администрация США в 1978 году приняла новый закон (Natural Gas Policy Act), предусматривавший снятие ценового регулирования для газа новых месторождений при одновременном его распространении на торговлю газом внутри штатов.

Это стало фактором серьезного стимулирования газодобычи и позволило сформировать теперь уже некоторый избыток газа, обострив тем самым конкуренцию, в том числе и межтопливную конкуренцию. Особенность ситуации была в том, что контракты на новый газ по дерегулированным ценам на первом этапе были очень

дорогими. Однако когда они уже были заключены – важно, что это были контракты по системе Take-or-Pay («бери-или-плати», ToP), то есть трубопроводные компании должны были выбирать газ под угрозой санкций – оказалось, что цены все же слишком высоки, что и обусловило (особенно с учетом политики повышения энергобезопасности времен Картера) отказ конечных потребителей от полной выборки газа. В результате у газовых компаний сформировались излишки, которые они стали активно распродавать на спотовых рынках по низким ценам. Эта ситуация стала прологом к активизации развития спотовых рынков газа, которые и стали важным элементом конкурентного национального рынка газа в США с активным участием трейдеров, сложившегося в 1980-х и в 1990-х годах [14].

В 1980-х и 1990-х годах в США был принят ряд нормативно-правовых актов, преобразивших ситуацию в газовой отрасли страны. В 1985, 1992 и 1996 годах Федеральная комиссия по энергетическому регулированию (FERC) издала приказы под номерами 436, 636 и 888, которые обеспечили полную либерализацию доступа участников рынка к национальной газотранспортной системе. Приказ 436 от 1985 года стимулировал газовые компании к разделению бизнеса по торговле газом и по транспортировке, а приказ 636 от 1992 года уже ввел соответствующие обязательные требования [18].

Эта реформа не просто отделила добычу газа от транспортировки, что было уже в значительной степени достигнуто ранее, но привела к отделению торговли газом от предоставления транспортных услуг, что позволило отделить проблему высокой специфичности транспортной инфраструктуры от остальных аспектов газовой отрасли и обеспечить регулирование только в сфере транспортировки при уходе от ценового регулирования собственно рынка газа. Иными словами, реформа 1980-х–1990-х годов вывела собственно обращение газа из сферы естественной монополии и сняла необходимость регулирования цен на газ, которое так негативно себя зарекомендовало в предшествующие периоды.

В результате этих изменений регулируемые оптовые цены на газ, процесс отказа от которых начался еще в конце 1970-х годах, были полностью отменены к 1992 году [15]. С 1990-х годов ценообразование на оптовом рынке газа в США является полностью конкурентным, нерегулируемым [19]. Цены на газ формируются на базе конкуренции между производителями газа, поставляющими топливо в определенные торговые узлы – хабы, а сама торговля осуществляется, в том числе, на товарной бирже.

В то же время в США сохраняется введенное еще в 1930-х годах регулирование тарифов на транспортировку газа как по межрегиональным газопроводам (в юрисдикции

FERC), так и по региональным газопроводам (в юрисдикции регуляторов на уровне штатов). Впрочем, как отмечает П. Джоскоу, после реформирования газовых рынков в конце 1980-х – начале 1990-х годов регулятор стал все в меньшей степени ограничивать трубопроводные компании, основываясь на развитии конкуренции между разными поставщиками трубопроводных услуг [15].

На розничном рынке газоснабжение потребителей обеспечивают ресурсоснабжающие организации (PCO, utilities), так что в состав итоговой платы домохозяйств и мелких промышленных потребителей также входит их регулируемая снабженческо-сбытовая надбавка, формируемая на основе одного из стандартных методов тарифного регулирования (в основном RAB-регулирования) [20]. Эти организации также могут предоставлять набор иных услуг, помимо газоснабжения (теплоснабжение, электроснабжение и т. п.), так что их подробный позор выходит за рамки данной работы. В ряде штатов розничным потребителям также предоставляются возможности закупки газа у других организаций, в частности у трейдеров газового рынка.

1.3.Европа

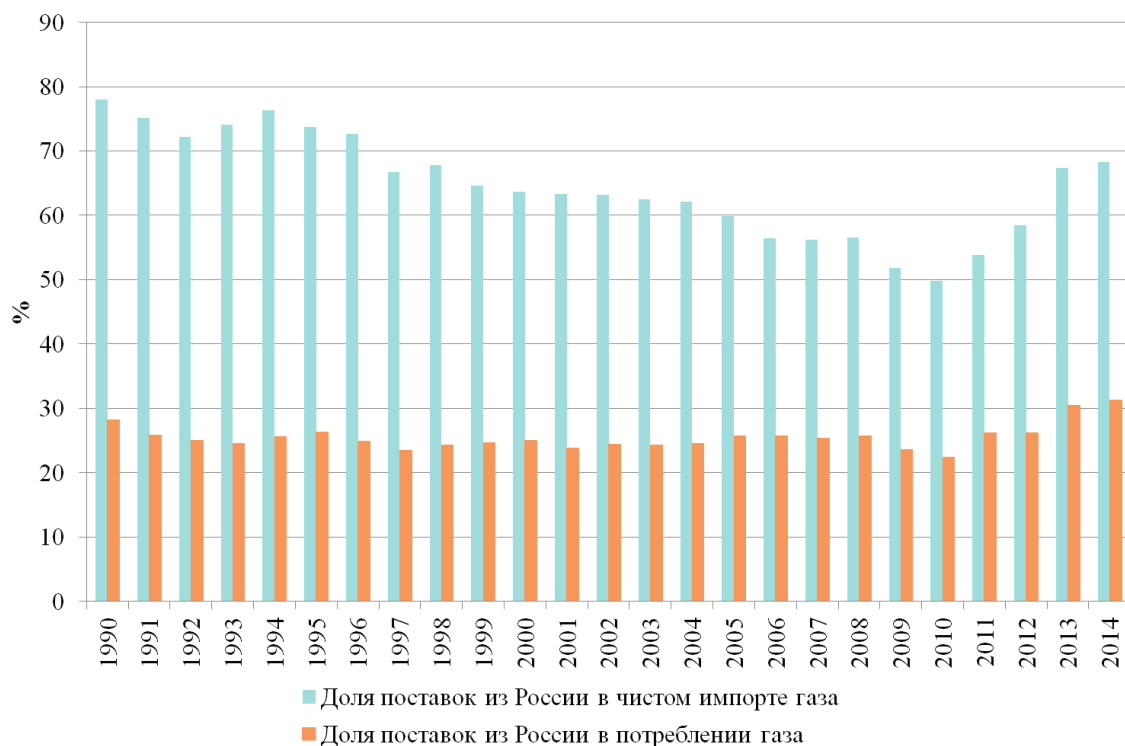
История регулирования газовой отрасли в Европе короче, чем в США, в том числе из-за менее долгой истории отрасли в целом. Развитие использования газа в энергетике в странах Европы разворачивается только во второй половине XX века, и приобретает значительные масштабы лишь после открытия месторождения Гронинген (Нидерланды) в конце 1950-х годов.

В силу указанных выше характеристик газовой отрасли, обуславливающих потребность в ее регулировании, она была поставлена под контроль соответствующих европейских государств (в составе государственной собственности), также была обычно обеспечена ее вертикальная интеграция в рамках таких национальных компаний, как Gaz de France, British Gas, ENI, E.ON, RWE и т. п. Конечно же, вертикально интегрированные отраслевые структуры существовали и в европейских странах соцлагеря.

Существует и еще одна важнейшая особенность европейского газового рынка: он традиционно был достаточно сильно зависим от импорта, в частности из России (ранее – из СССР) (Рисунок 2). Это делало важным участие государств Европы в торговле газом для обеспечения переговорной силы и равенства возможностей с производителями.

Кроме того, поставки газа в Европе осуществлялись преимущественно с крупнейших месторождений (в отличие от США, где традиционно велика была роль

малых и средних месторождений), что вновь обостряло проблему с объективно ограниченной конкуренцией поставщиков.



Источник – Международное энергетическое агентство (МЭА)

Рисунок 2 – Доля поставок из России на рынке природного газа развитых стран Европы (стран Европы – членов ОЭСР)

Высокая степень зависимости от немногочисленных поставщиков, причем зачастую ведущих поставки из других государств, порой с политическими рисками, – СССР, Алжира, Нидерландов, Норвегии, Великобритании – и, наоборот, зависимость поставщиков от покупателей заставляла как импортеров, так и экспортеров разрабатывать механизмы предотвращения оппортунистического поведения за счет создания гибридных институциональных соглашений.

Решением стало заключение долгосрочных контрактов по системе «бери-или-плати» (ToP) с привязкой цены на газ к цене на нефть. Система ToP, которая, как уже было указано выше, до 1990-х годов существовала и в США, дает продавцу гарантии реализации объемов газа в длительной перспективе (под угрозой штрафных санкций), что перекладывает на покупателя – в данном случае газовую компанию страны-импортера – риски, связанные с изменением конечного спроса. Этот подход обоснован тем, что бремя по созданию капиталоемкой и, главное, высокоспецифичной газотранспортной инфраструктуры по большей части ложилось именно на поставщика. Но контракт в таком формате порождал значительные риски вымогательства теперь уже со стороны

поставщика за счет завышения цен. Для предотвращения такого развития событий необходим был ценовой ориентир, принятый обеими сторонами в отсутствие конкурентного рынка газа (как уже упоминалось в начале этой главы, взаимодействие сторон транзакции в этом случае сложно назвать вполне рыночным, можно говорить скорее о «реципрокности» или двустороннем обмене). Этим ориентиром уровня цены стала цена на нефть, точнее – на корзину нефтепродуктов, которые на тот момент служили субститутутом газа и, следовательно, в какой-то мере отражали и конъюнктуру газового рынка.

Эта модель контрактации в настоящее время часто связывается с газовыми контрактами СССР с европейскими покупателями, но исторически она появилась несколько раньше, как раз после начала разработки вышеупомянутого месторождения Гронинген в Нидерландах, ставшего центром европейской газодобычи.

В 1962 году голландский министр внутренних дел Де Поус огласил принципы новой голландской политики ценообразования в газовой отрасли, которая теперь отходила от регулирования цен по принципу «издержки плюс» и переходила к модели ценообразования, которую обобщенно называют принципом нетбэка [21, 250]. Цена газа рассчитывалась «обратным счетом» от наиболее дешевой альтернативы из других энергоносителей. Иными словами, для определения цены на газ для некоторого потребителя необходимо найти энергоносители, альтернативные газу, которые доступны этому потребителю, и вычесть из цены этих энергоносителей расходы на транспортировку газа и сопутствующие налоги. Таким образом фактически обеспечивалась конкурентоспособная цена на газ. На практике существовали разные формы и варианты привязки цены на газ к другим энергоносителям, но наибольшее распространение получила привязка к цене корзины нефтепродуктов и/или нефти.

Один из вариантов формулы цены приводит Секретариат Энергетической Хартии:

$$P_m = P_0 + 0,6 \times 0,8 \times 0,0078 \times (LFO_m - LFO_0) + 0,4 \times 0,9 \times 0,078 \times (HFO_m - HFO_0),$$

(1)

где:

P_m – применяемая цена газа в текущем периоде, P_0 – базовая цена газа, определяемая в процессе переговоров сторон, 0,6 и 0,4 – веса альтернативных видов топлива, 0,8 и 0,9 – коэффициенты, определяющие степень гибкости цен на газа относительно цен на альтернативные виды топлива, 0,0078 – корректировочный коэффициент для технического перевода цен на альтернативные энергоносители в цены

газа, LFOm и LFO0 – цена дизельного топлива (первого элемента корзины нефтепродуктов) в текущем и базовом периодах соответственно, HFOm и HFO0 – цена мазута (второго элемента корзины нефтепродуктов) в текущем и базовом периодах [16, 154]. При этом расчет производится с определенным временным лагом, так что изменения цен на газ «отстают» от изменения цен на нефтепродукты на несколько месяцев, и при этом цены на нефтепродукты усредняются, что обеспечивает относительно «гладкую» динамику цен на газ в этом случае.

Цена, формируемая по принципу нетбэк с привязкой к цене корзины нефти и/или нефтепродуктов, называется ценой с нефтяной индексацией.

Строго говоря, этот подход к ценообразованию вполне можно считать коммерческим, поскольку он применялся и применяется во взаимодействии независимых участников на рынке газа, однако мы считаем, что его применение также можно рассматривать как регулирование цен на газ. Этот механизм ценообразования, во-первых, нельзя назвать также и рыночным механизмом (цена не зависит собственно от спроса и предложения газа), во-вторых, зачастую он используется государственными компаниями (не только на внешнем, но и на внутреннем рынке) и так или иначе утверждается регуляторами (как это было, например, в самом первом случае – в случае Нидерландов – или как это происходит в современной России, о чем речь пойдет далее). Именно этот подход был выбран Советским Союзом, а впоследствии – и Россией при заключении долгосрочных контрактов с европейскими потребителями, этот же подход с несколько иными формулами распространился и в Азиатско-Тихоокеанском регионе при поставках сжиженного природного газа.

Как показывает Э. Меллинг на примере газового рынка Германии – крупнейшего газового рынка Европы – газ, приобретенный газовыми компаниями стран-импортеров Европы, далее по цепочке продаж фактически также распространялся по цене, привязанной к цене корзины нефтепродуктов. Крупнейшие производители газа – голландская GasUnie, норвежская Statoil, российский «Газпром» или англо-голландская Shell – поставляли газ континентальным вертикально интегрированным газовым компаниям (в данном примере – немецким E.ON, Wingas, RWE, VNG и другим) – или крупным независимым газотранспортным и газосбытовым компаниям – по цене с нефтяной индексацией на базе долгосрочных контрактов (20 или более лет) с условием ToP. Эти покупатели перепродавали газ далее, также по ценам с нефтяной индексацией, либо крупным промышленным потребителям на основе контрактов также с условием ToP, но меньшей длительности (от 1 до 5 лет), либо региональным сбытовым компаниям по

контрактам со сроком от 3 до 10 лет. Во втором случае не использовалось условие ToP, поскольку сбытовые компании, в отличие от промышленных потребителей, не могли контролировать потребление. Вместо этого, для компенсации вынужденной гибкости, оптовые продавцы газа вводили двухставочный тариф, так что одна его часть подразумевала нефтяную индексацию, а вторая зависела от параметров пикового спроса, который предъявлял данный оптовый покупатель. Наконец, на последнем этапе региональные газосбытовые компании перепродавали газ на розничном рынке мелким потребителям, которые также покупали «голубое топливо» по цене с нефтяной индексацией и вдобавок платили фиксированную надбавку за услуги сбытовых компаний [22].

Таким образом, при данной модели рынка газа цены на внутреннем рынке фактически регулировались за счет применения единых принципов ценообразования на оптовом рынке газа, которые далее транслировались крупным и мелким потребителям регулирующими корпорациями-посредниками с определенными надбавками.

Важно заметить, что сама по себе модель ценообразования, основанная на нетбэке, в частности модель с нефтяной индексацией, подразумевает ценовую дискриминацию, поскольку ориентируется на доступные конкретному потребителю альтернативы, и исходя из этого формируется цена для него. В связи с этим в рамках этой модели распространение получил запрет на реэкспорт газа приобретателями, который накладывали продавцы в целях сохранения ценовой дискриминации.

Глобальная тенденция к либерализации рынков и реформированию естественных монополий 1980-х годов затронула газовую отрасль в странах Европы, как и в США.

Пионером современной либерализации выступила Великобритания. В 1972 году, с развитием добычи и потребления газа в стране, в Великобритании была сформирована вертикально интегрированная государственная монополия на газ – British Gas – контролировавшая транспортировку, распределение и сбыт газа, а также доминировавшая в сфере добычи и являвшаяся фактическим монополистом при закупках газа на рынок Британии. Но отрасль в целом попала в государственную собственность еще раньше – в конце 1940-х годов, когда развернулась национализация региональных газораспределительных компаний. British Gas заключала контракты на поставку газа с промышленными потребителями на индивидуальной основе, но типичный контракт подразумевал ценообразование по принципу «издержки плюс» с различными вариантами индексации, а цены для домохозяйств регулировались правительством [21].

Важный нюанс, существенный для государственного регулирования отрасли в целом, отмечает М. Эбботт: после национализации газовой отрасли Великобритании собственно отраслевое регулирование (основанное тогда в основном на методе RAB-регулирования) вышло из употребления, и возвращения к его использованию пришлось ждать более 30 лет, до тех пор пока не началась новая волна газовых реформ [23]. Это еще раз подчеркивает, что ценообразование государственной монополии, хотя и может рассматриваться как один из видов государственного ценового регулирования, но все же отличается собственно от отраслевого регулирования как такового – государственная компания и регулируемая фирма представляют собой две дискретные институциональные альтернативы. Государственная компания, политика которой определяется фактически не законами, а политикой правительства, в том числе в отношении цен, имеет принципиально иные стимулы.

В 1986 году, в целях развития конкуренции в газовой отрасли и повышения ее эффективности, государственную монополию British Gas (BG) приватизируют и вводят требование об обязательном обеспечении доступа третьих сторон к инфраструктуре. Одновременно с этим формируется специальный регулятор газовой отрасли – Ofgas. Необходимость этого регулирования скоро стала очевидной: в первый же год после приватизации British Gas, сохранившая доминирующие позиции на рынке, увеличила свою прибыль на 46% при сокращении оборота [24]. С конца 1980-х BG начинает реорганизацию, но контроль корпорации над добычей, транспортной инфраструктурой и сбытом сохранялся вплоть до конца 1990-х годов.

Для предотвращения злоупотребления доминирующим положением BG властями был принят ряд мер конкурентной политики и отраслевого регулирования. Во-первых, было введено стимулирующее регулирование цен на газ для BG по принципу «инфляция минус» (RPI-X), поскольку британские власти решили перейти к более современной модели регулируемого ценообразования на фоне критики модели «издержки плюс» или распространенного в США и ранее в самой Британии RAB-регулирования в газовой отрасли. Указанное регулирование касалось т. н. «тарифного сектора», то есть домохозяйств и мелких предприятий, что составляло 70% выручки BG. По остальным объемам компания могла заключать контракты на свободных условиях – это был «контрактный сектор» [25].

Как отмечает М. Эбботт, на самом деле регулирование «инфляция минус» довольно быстро приблизилось к RAB-регулированию, поскольку для оценки

допустимого вычета из темпов инфляции при индексации цены все равно требовалась оценка необходимой нормы доходности.

Эта ситуация довольно хорошо иллюстрирует один важный тезис: в чистом виде модели регулирования встречаются нечасто, на практике обычно реализуется некоторый синтез различных подходов. Собственно говоря, такой синтез вполне вытекает из теории регулирования в духе работ Ж.-Ж. Лаффона и Ж. Тироля [8].

Помимо ценового регулирования для «тарифного сектора», у BG потребовали публиковать тарифные планы для ее клиентов «контрактного сектора», не дискриминировать покупателей, ограничить закупки газа и обеспечить максимальную прозрачность издержек, связанных с использованием газотранспортной системы BG ее конкурентами.

Таким образом, параллельно с введением тарифного регулирования для большей части покупателей власти предприняли ряд мер по поддержке конкурентного рынка, развитие которого позволило бы отказаться от регулирования цен вообще.

Вместе с этим на рынке сохранялась по крайней мере одна крупная проблема: обеспечение доступа к инфраструктуре на практике.

Закон 1986 года, предыдущие и последующие нормативно-правовые акты хотя и провозглашали свободный и недискриминационный доступ к газопроводам BG, хотя и давали право другим производителям газа обращаться к регулятору Ofgas при наличии спорных вопросов, но не устанавливали конкретных правил недискриминационного доступа, а главное – тарифов на транспортировку. Регулирование распространялось только на цены на газ. Предполагалось, что тарифы могут быть установлены BG и контрагентами на договорной основе. В результате во второй половине 1980-х годов, как отмечает Ф. Райт, никто из посторонних компаний так и не транспортировал газ по инфраструктуре BG, и обеспечить реальный доступ к газопроводной системе удалось только после принятия 5 пакетов поправок в законодательство с 1988 по 1997 годы, в том числе установления отдельных регулируемых тарифов на транспортировку газа (в 1994 году), а в конечном счете – выделения транспортного оператора в отдельную компанию де-факто [26].

Завершение реформы произошло в середине 1990-х годов: BG была окончательно разделена на добывающую компанию (собственно BG), транспортное предприятие TransCo и газосбытовое предприятие Centrica. Этот принцип деления был распространен на газовый рынок в целом. Были введены универсальные правила доступа третьих сторон к инфраструктуре. В течение некоторого времени Centrica сохраняла

монополию на поставки населению, но в 1998 году эта монополия была отменена. Помимо этого, регуляторы предприняли усилия по созданию (в 1996 году) и развитию виртуального газового хаба NBP, повышению его ликвидности в 1990-е годы, что привело, во-первых, к формированию площадки для торговли газом большого числа продавцов и покупателей, то есть основы для по-настоящему конкурентного рынка, и, следовательно, национального ценового индикатора, к которому стало возможно привязывать ценообразование газовых контрактов как в Великобритании, так и в других странах. Это стало доступным для Великобритании благодаря наличию на тот момент собственного избыточного предложения газа в совокупности с хорошо развитой инфраструктурой.

Комплекс этих мер позволил Великобритании в конце 1990-х годов отказаться от ценового регулирования на рынке газа во всех его сегментах (в том числе на розничном рынке) при сохранении регулирования тарифов на транспортировку газа на базе механизма долгосрочной индексации выручки транспортных компаний по принципу «инфляция минус» под контролем нового объединенного регулятора Ofgem.

В странах континентальной Европы и на уровне Евросоюза в целом ситуация была менее благоприятной, ведь на периферии Европы в целом есть рынки, ограниченно связанные или вообще не связанные с рынками других стран, и при этом у ряда стран сохранялась и до сих пор сохраняется высокая зависимость от ограниченного круга поставщиков, которые к тому же располагаются за пределами ЕС и не вполне подлежат европейскому регулированию. Поэтому в 1980-х годах энергетика была выведена за пределы регулирования общеевропейского рынка.

Однако впоследствии европейские государства вернулись к этой проблеме. Как отмечает А. Оноре, с конца 1980-х годов Европейская комиссия последовала пути либерализации европейских энергетических (в том числе газовых) рынков по образцу Великобритании [21]. Но на протяжении 1990-х годов не были приняты ключевые прикладные решения относительно единых правил регулирования газовых рынков, за исключением наиболее общих позиций, сформированных в Первой Директиве ЕС по газу от 1998 года. Она предусматривала обязательства по прозрачности тарифообразования, по обеспечению доступа третьих сторон к газопроводам (без существенной детализации, в частности по условиям тарификации транспортировки, даже с точки зрения того, должна ли она регулироваться государством или устанавливаться на договорной основе). В целом же рынки европейских стран еще в начале 2000-х годов характеризовались большой

ролью отраслевого регулирования, сильными различиями в уровнях цен, высоким уровнем концентрации, значительной степенью вертикальной интеграции.

Вторая Директива ЕС по газу, принятая в 2003 году, конкретизировала процесс реформирования по ряду аспектов, в том числе в отношении ценового регулирования. Было установлено, что государства-члены ЕС должны обеспечить регулируемый доступ третьих сторон к газопроводной системе на основе регулируемых публичных тарифов. Это уже фактически означало требование по выделению, по крайней мере с управленческой точки зрения, транспортного звена для целей раздельной тарификации и разработки принципов тарифообразования в сфере транспортировки. Также во Второй Директиве были поставлены требования по открытию национальных рынков для конкуренции как в части промышленных потребителей (к 2004 году), так и в части населения (к 2007 году). Само по себе это не означало отказа от регулирования цен на газ, но подразумевало возможность продажи газа по свободным рыночным ценам всем категориям потребителей на территории ЕС.

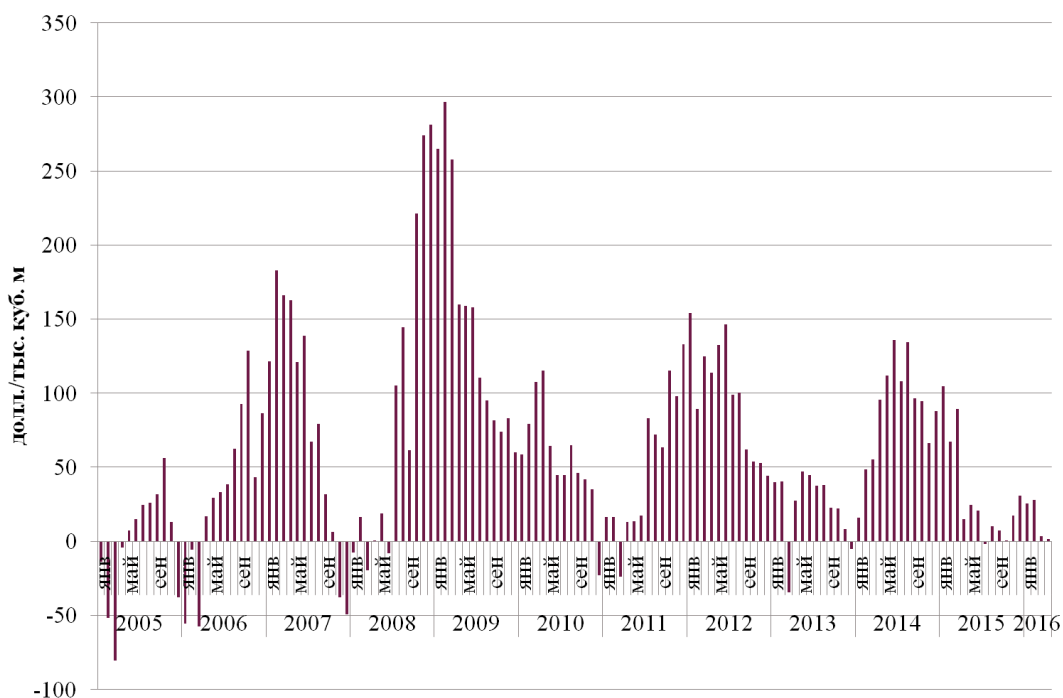
В течение нескольких следующих лет добиться большого прогресса в движении к единым конкурентным рынкам не удалось, и одной из основных проблем, идентифицированных Европейской комиссией на этом пути, оставалось сохранение проблем в сфере ценообразования, в том числе значительной роли долгосрочных контрактов с нефтяной индексацией без должного развития сферы конкурентного ценообразования.

Результаты обследования энергетических рынков, опубликованные в 2006 году, частично утратили актуальность к середине 2010-х годов, но довольно четко характеризуют проблемы, с которыми столкнулись попытки реформирования газовой отрасли [27]. В части ценового и тарифного регулирования были обозначены следующие нерешенные вопросы, препятствующие развитию отрасли:

- низкие регулируемые тарифы, которые дестимулируют появление новых игроков на рынке, а следовательно – не дают развиваться конкуренции (отметим, что точно такая же проблема присутствует и в российских регионах, но и в Европе она также до сих пор вполне не решена);
- сохранение высокой значимости контрактов с нефтяной индексацией, обеспечивающих нерыночное ценообразование на газ, не отражающее реального соотношения спроса и предложения (опять же можно констатировать наличие подобной проблемы и в России, хотя нефтяная

индексация в случае российского рынка носит скорее формальный характер).

Эта вторая проблема приобрела особую актуальность с конца 2000-х годов: во-первых, в период мирового кризиса 2008–2009 годов, в условиях резких колебаний цен на энергоносители, динамика цен на газ по контрактам с нефтяной индексацией существенно отставала от динамики цен на газ, сформированных на газовых хабах в условиях свободного рынка газа. В частности, цена российского газа в 2009 году в условиях экономического спада намного превышала рыночные цены, что поставило серьезные вопросы относительно адекватности применяемой модели. Во-вторых, установление цен на нефть в 2011–2014 годах на высоком по историческим меркам уровне привело к существенному удорожанию газа, продаваемого по контрактам с нефтяной индексацией, что вызвало вполне обоснованное беспокойство импортеров (Рисунок 3).



Источник – Международное энергетическое агентство (МЭА)

Рисунок 3 – Превышение цены российского газа на границе с Германией (по контрактам с нефтяной индексацией) над ценой газа на газовом хабе TTF (Нидерланды)

Снижение обоснованности применения нефтяной индексации имеет и объективные технико-экономические причины – в первую очередь то, что нефть и газ более не являются субститутами, во всяком случае в Европе. Это связано с тем, что теперь нефть и газ используются в совершенно разных целях: нефть потребляется преимущественно на транспорте, а газ – в электроэнергетике и промышленности. Раньше нефть также использовалась в этих сферах, еще до взлета цен 1970-х годов, однако после этого

потребители смогли переключиться на газ и уголь. В частности, теперь редкостью в Европе стали электростанции, работающие на нефтепродуктах. Поэтому использование нефти и нефтепродуктов в качестве ориентира цен на газ вызывает сомнения.

Результатом этого стали многочисленные обращения европейских компаний к «Газпрому», европейским регуляторам и в суды с требованием пересмотра контрактов. Сопротивление «Газпрома» было не слишком успешным и, вероятно, не очень упорным, в силу объективного усиления конкуренции на европейском рынке за счет расширения поставок сжиженного природного газа (СПГ) из стран Ближнего Востока и Африки (потенциально – и из США), что ставит во главу угла сохранение рыночной доли, пусть и за счет снижения цен. По оценке НИУ ВШЭ и ИНЭИ РАН, с 2009 по 2015 годы «Газпром» 65 раз пересмотрел контракты с 30 европейскими компаниями – фактически со всеми основными потребителями [28]. Одновременно с этим возросла привлекательность торговли на хабах, благодаря сочетанию следующих факторов:

- развитие транспортной и торговой инфраструктуры;
- политика европейских властей по совершенствованию регулирования внутренних рынков, в том числе по упрощению доступа к инфраструктуре;
- усиление конкуренции на европейском газовом рынке из-за развития поставок из других регионов мира.

Благодаря этим тенденциям объем торгов на хабах с физической поставкой возрос с 70–80 млрд. куб. м в 2005 году до почти 300 млрд. куб. м в 2013–2014 годах, что эквивалентно около 70% потребления газа в ЕС [28].

Важнейшим шагом регуляторов ЕС за последние годы стали принятие и имплементация т. н. Третьего энергопакета, в том числе Директивы 2009/73/ЕС по газу. Его основой являются требования по отделению транспортного сегмента от вертикально интегрированных газовых компаний на основе трех разных моделей, рассмотрение которых выходит за рамки этой работы. Но и в сфере ценового регулирования он предусматривает несколько важных аспектов.

В части обеспечения доступа третьих сторон к газопроводу по-прежнему предусматривается внедрение универсальных публичных регулируемых¹ тарифов на транспортировку, которые должны быть недискриминационными и отражающими издержки [29]. Таким образом, на данном этапе регулятор не ставит задачу обеспечения стимулирующего регулирования, что можно объяснить, с одной стороны, приоритетом поддержки инвестиций, которым теоретически в большей степени способствует

¹ Регулятор может не утверждать непосредственно тариф, но утвердить методологию его расчета.

регулирование «издержки плюс» или RAB-регулирование. Впрочем, на практике сейчас европейские регуляторы используют чаще всего именно стимулирующее регулирование.

В части установления цен на газ директива не содержит конкретных рекомендаций: речь идет скорее о необходимости обеспечения прозрачности ценообразования и необходимости развития конкурентных цен, которые не искажали бы ситуацию на рынке.

3. Систематизация применяемых методов ценового и тарифного регулирования в газовой отрасли

Важнейшим вопросом для регулирования газовой отрасли является вопрос «что регулировать?» Целесообразность регулирования как такового в отношении цен на газ или их отдельных компонентов вызывает сомнения, равно как и целесообразность нерегулируемых рыночных цен, и однозначный ответ в мировой практике отсутствует, хотя существует определенная тенденция в развитых странах к тому, чтобы отказаться от регулирования цен на газ как на оптовых, так и на розничных рынках, сохранив лишь регулирование тарифов на транспортировку. В России также был еще в 2010 году провозглашен именно этот подход, однако до сих пор он далек от реализации.

Но при необходимости сохранения регулирования встает вопрос об основных принципах этого регулирования. В этом параграфе рассматриваются специфические отраслевые развилки, характерные для газовой отрасли. Механизмы регулирования в общем были рассмотрены ранее; как правило, они не имеют специфической отраслевой привязки.

Наиболее распространенной систематизацией подходов к регулированию цен на газ является систематизация Международного газового союза (International Gas Union; IGU), которую он проводит ежегодно [19].

IGU выделяет 8 типов ценообразования в газовой отрасли (в данном случае целесообразно говорить именно об отрасли, поскольку рынки существуют далеко не во всех случаях), из которых только один является вполне рыночным (конкуренция на газовом рынке), остальные семь могут рассматриваться как регулируемые цены на газ.

Во-первых, это *нефтяная индексация*, описанная ранее в качестве одного из основных механизмов ценообразования в рамках международных контрактов на поставку газа в континентальной Европе и в Азии. Как уже говорилось, она подразумевает изменение цен на газ соответственно изменению цен на корзину нефти и/или нефтепродуктов. В 2015 году 19% газа на оптовых газовых рынках мира было реализовано на базе этого механизма, он стал вторым по популярности после собственно

рыночного механизма – так называемой конкуренции «газ–газ» (Таблица 1). В 2005 году доля нефтяной индексации в мировых оптовых продажах составляла около 24%.

Поскольку нефтяная индексация особенно активно применяется именно при международной торговле, доля мирового экспорта, осуществляемого на базе таких контрактов, составляет почти половину. В Европе этот механизм ценообразования обеспечивает около 35% импорта, речь в основном идет о поставках из России. Но на внутреннем европейском рынке привязка к нефти практически не используется, ценообразование на оптовых рынках основано на свободной рыночной конкуренции.

В АТР более 80% импорта в 2015 году было осуществлено на основе нефтяной индексации: во-первых, это традиционный механизм ценообразования для импорта в страны Восточной Азии, в частности для таких крупных потребителей, как Япония и Корея. Во-вторых, новые крупные поставки, такие как импорт СПГ из Катара в страны Азии и трубопроводного газа из Туркменистана в Китай, также основаны на этом механизме ценообразования.

Кроме этого, около 40% внутренних оптовых закупок в странах АТР также базируется на нефтяной индексации. По данным IGU, такая система, например, с недавних пор функционирует в отдельных регионах Китая.

Таблица 1 – Распределение мировых оптовых продаж газа по способам ценообразования и основным регионам, млрд. куб. м

	Конкуренция "газ-газ"	Нефтяная индексация	Политическое регулирование	Регулирование на основе издержек	Прочие	Всего
Северная Америка	962,7	0,0	0,0	0,0	5,6	968,3
Европа	315,4	146,2	8,4	10,9	12,8	493,8
АТР	110,8	411,6	66,5	90,5	25,6	705,1
Бывший СССР	154,2	34,4	72,8	236,9	144,6	642,9
Прочие	46,6	71,1	380,8	36,0	210,3	744,8
Всего	1589,8	663,2	528,4	374,3	399,1	3554,8

Источник – IGU [19, 18]

Политическое регулирование. Этот подход к регулированию связан с установлением политически обусловленных цен на газ в отсутствие стабильной экономической методики регулирования цен или конкурентного ценообразования. Данная ситуация тоже довольно распространена в отдельных регионах мира, особенно на Ближнем Востоке, но, конечно, она действует почти исключительно на внутренних рынках, а не при международной торговле газом. IGU квалифицирует таким образом все продажи собственного газа в Иране, Саудовской Аравии, ОАЭ, частично в других странах

Персидского залива. Кроме этого, к той же категории вполне обоснованно отнесены поставки газа населению в России и Украине, поскольку ценообразование в данном случае действительно можно считать дискреционной мерой властей, в АТР это внутренние поставки газа в Малайзии и Индонезии.

Рассматривая эту альтернативу, трудно однозначно прокомментировать ценообразование в России также и для промышленных потребителей. Наличие возможности у Правительства России при поддержке Минэкономразвития России установить некоторые предельные цены на газ (в некоторых случаях – заморозить их, как это было в 2014 году) говорит о том, что политический аспект и в этом случае играет свою роль.

В развитых юрисдикциях – в Северной Америке и Европе – такое политическое регулирование встречается крайне редко.

Регулирование на основе издержек в интерпретации IGU подразумевает утверждение тарифа регулятором с условием, что этот тариф покрывает издержки, в том числе капитальные расходы и норму доходности. Несмотря на упоминание покрытия издержек и нормы доходности, это не означает, строго говоря, что используется именно ценообразование «издержки плюс» или RAB-регулирование – возможно и применение стимулирующих элементов, хотя, как уже говорилось выше, использование того или другого в чистом виде совсем не обязательно.

Такой метод, по достаточно справедливой оценке IGU, применяется в основном в России и в Китае. В Китае это связано с реформированием системы ценообразования при переходе к экономически обоснованному уровню цен. В России к продажам на такой основе IGU относит поставки газа промышленным потребителям, кроме тех крупных потребителей, в отношении которых действует конкурентное ценообразование «газ–газ». Это деление можно считать справедливым, если исходить из следующего: в России уже установлены достаточно высокие цены на газ для промышленности, так что говорить о субсидировании промышленных предприятий не приходится. Скорее, напротив, это промышленность осуществляет перекрестное субсидирование населения, и отнесение ценообразования для населения к политически мотивированному в целом разумно, чего нельзя сказать о большей части промышленности. Что же касается самой промышленности, то для значительной ее части из-за искажений тарифной системы конкурентные предложения оказываются недоступными, поэтому говорить о конкуренции «газ–газ» тоже сложно. Но при этом регулируемое ценообразование в России все-таки предполагает соответствие собираемых средств объему выполняемых работ. Поэтому

условно продажи газа промышленным предприятиям в тех регионах, которые не являются привлекательными для независимых производителей газа, можно представить как продажи в соответствии с ценообразованием, основанным на издержках.

Таким образом, на данном этапе можно прийти к нескольким региональным моделям ценообразования при разной роли регулирования и его особенностях.

Рынки Северной Америки – США, Канады, Мексики – обходятся без регулирования оптовых цен на газ. Как уже было отмечено выше, в США на крупнейшем национальном рынке региона, был не самый удачный опыт регулирования цен, но от него к 1990-м годам отказались. Поэтому цены основаны на свободной рыночной конкуренции, а основным национальным индикатором для контрактов служит цена газового хаба Henry Hub.

Вместе с этим в США сохраняется регулирование тарифов на транспортировку по трубопроводам как межрегионального (FERC), так и регионального уровня (региональные регуляторы). Американское федеральное законодательство [30] говорит в отношении тарифов лишь то, что тарифы должны быть утверждены регулятором, а расходы должны быть покрыты, и это может подразумевать RAB-регулирование (или «издержки плюс»), но оставляет возможность и для элементов стимулирующего тарифообразования.

В отношении розничных цен на газ ситуация сильно зависит от штата. В некоторых штатах действует программа «выбора потребителя», подразумевающая возможность переключения потребителя между различными поставщиками. Это может быть либо местная ресурсоснабжающая организация (PCO), для которой региональными властями устанавливается регулируемая надбавка, либо иной продавец газа (трейдер), действующий по свободным ценам. По состоянию на декабрь 2014 г. в США 24 штата и федеральный округ Колумбия ввели такие программы [31]. Но есть и другая половина штатов с единственной PCO, что не предоставляет возможности выбора. Регулируемая надбавка PCO обычно подразумевает RAB-регулирование, то есть установление надбавки на основе покрытия затрат и обеспечения необходимой нормы доходности [20].

Рынок Европы можно назвать еще менее однородным. В соответствии с данными IGU, в 2015 году 64% оптовых закупок газа в Европе было осуществлено на основе свободных рыночных цен в рамках конкуренции «газ–газ» (в 2005 году эта доля составляла лишь 15%). Сюда входят как внутреннее производство (почти целиком), так и часть импортных поставок. Но другая часть импорта, обеспечивающая 30% оптового рынка, осуществляется на базе нефтяной индексации – преимущественно это трубопроводные поставки из России, но не только. Ряд поставщиков СПГ также регулярно используют нефтяную индексацию. Есть также некоторое количество поставок

по оптовым ценам, регулируемым на базе издержек или по политическим мотивам – их менее 5%, и они действуют на пространстве Восточной Европы.

Ситуация на розничных рынках Европы устроена несколько иначе: в ряде стран до сих пор действуют регулируемые цены на газ как для населения, так и для других групп потребителей (Таблица 2).

Около половины стран Евросоюза полностью либерализовали свои рынки газа, переведя всех потребителей на свободные розничные цены. Отстают от общеевропейской тенденции страны Восточной Европы, а также Франция, Испания и Португалия, но в последних странах значительная часть потребителей также перешла на свободные розничные цены при одновременном сохранении регулирования для части рынка. В некоторых странах Восточной Европы (Хорватия, Словакия) потребителям также предоставляется возможность перейти на механизм свободного ценообразования, однако они предпочитают сохранение регулируемых цен. Обычно продажи по регулируемым ценам осуществляет традиционный поставщик газа, контролировавший рынок до начала реформы, причем ему нередко присваивается специальный статус («поставщик последней надежды», «гарантирующий поставщик», «поставщик по умолчанию»).

Таблица 2 – Распределение стран ЕС по наличию регулирования розничных цен на газ для различных групп потребителей (2014 год), в скобках – доля потребителей, использующих регулируемые цены

	Регулируемые розничные цены	Свободные розничные цены
Население	Болгария (100%), Венгрия (98%), Греция (100%), Дания (нет данных), Испания (25%), Латвия (100%), Литва (100%), Польша (96%), Португалия (35%), Румыния (100%), Франция (67%), Словакия (100%), Хорватия (100%), регион Северная Ирландия	Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Ирландия, Италия, Люксембург, Нидерланды, Норвегия, Словения, Финляндия, Чехия, Швеция, Эстония
Другие группы потребителей	Болгария (100%), Венгрия (86%), Греция (100%), Дания (нет данных), Латвия (100%), Польша (100%), Португалия (12%), Румыния (96%), Франция (40%), Словакия (28%)	Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Ирландия, Испания, Италия, Литва, Люксембург, Нидерланды, Норвегия, Словения, Финляндия, Чехия, Хорватия, Швеция, Эстония

Источник – [32]

Агентство по кооперации энергетических регуляторов ACER отмечает, что механизмы ценообразования на газ, применяемые в странах ЕС, разнообразны: это и RAB-регулирование, и стимулирующее регулирование в виде долгосрочной индексации цен или выручки, а в некоторых случаях регулируемые цены привязаны к рыночным конкурентным ценовым индикаторам (Дания, Испания) [32].

В отношении транспортировки газа европейское законодательство обязывает все государства регулировать и публиковать тарифы на прокачку газа по газопроводам, а точнее – тарифы на вход и выход из газопроводной системы.

На данный момент тарифная система в ЕС устроена таким образом, что при транспортировке потребитель платит за вход в газотранспортную систему и за выход с учетом необходимой ему мощности. Национальные регуляторы устанавливают тарифы, позволяющие им возместить издержки операторов транспортировки. При этом обычно применяется стимулирующее регулирование в виде долгосрочной индексации выручки или тарифа. Существенно также и то, что при транспортировке между различными рыночными зонами потребитель должен будет уплатить взнос за выход из одной зоны и вход в другую, когда газ следует по системе между этими зонами – таким образом, можно говорить о существовании транзитного сбора, который может считаться ограничивающим свободу перетоков газа [33].

Впрочем, на данный момент систему тарифообразования в ЕС нельзя считать вполне сформированной. Для гармонизации принципов тарифообразования было принято решение разработать Сетевой кодекс по тарифам (в числе других сетевых кодексов). Предполагается, что к концу 2016 года он может быть принят, в 2014–2016 годах его проект проходил согласования отраслевых компаний и регуляторов.

Ряд национальных *рынков в странах АТР* находится пока на ранней стадии развития, физическая и торговая инфраструктура там развиты недостаточно; если же речь идет о развитых странах региона, то они еще более сильно зависимы от импорта (в частности, Япония и Корея – полностью), чем европейские рынки. Из-за этого и в силу традиционных особенностей газовой контрактации в регионе большая часть закупок газа на оптовом рынке там осуществляется с нефтяной индексацией (Таблица 1). Впрочем, необходимо отметить, что в этом регионе довольно распространена электрогенерация на основе нефтепродуктов, в том числе достаточно много мощностей с возможностями переключения между видами топлива, так что в этом случае нефтяная индексация имеет достаточную технико-экономическую обоснованность. В то же время весьма вероятной

перспективой является формирование собственного крупного газового хаба (или нескольких) на территории Азии.

Свободное рыночное ценообразование на базе конкуренции «газ–газ» присутствует в регионе за счет импортных спотовых поставок СПГ, не связанных долгосрочными контрактами с какой-либо индексацией, во все крупнейшие экономики региона. Кроме того, систему конкурентного (или квазиконкурентного) ценообразования на газ, добытый внутри страны, пытается развивать Индия за счет привязки внутренних цен к динамике цен на газовых хабах [19, 45].

Довольно высокой является доля регулируемых цен на базе издержек или по политическим мотивам: в основном это газ, добываемый в Китае (проходящее в стране реформирование регулирования призвано повысить экономическую обоснованность цен на газ), а также в ряде стран Юго-Восточной Азии.

Особенности регулирования тарифов и цен в газовой отрасли в России

Газовая отрасль России в 2000-е годы проходит период трансформации, сопровождающийся непростыми условиями внешней и внутренней конъюнктуры, что сказывается и на принципах и параметрах ценового и тарифного регулирования. Вместе с этим и сама система регулирования является причиной некоторых дисбалансов на рынке.

Исторически газовая отрасль России развивалась на базе вертикально интегрированной структуры «Газпрома», контролировавшего Единую систему газоснабжения (ЕСГ), то есть систему магистральных газопроводов, и большую часть запасов газа. Доминирование единственной компании-поставщика на газовом рынке в совокупности с ее контролем над естественно-монопольным сегментом обусловило присутствие ценового регулирования на рынке газа. Это регулирование фактически носило характер перекрестного субсидирования внутренних потребителей за счет экспорта. Как показал в исследовании для Всемирного банка Д. Тарр, в 2001 году долгосрочные предельные издержки поставок газа в России составляли 35–40 долл. за тыс. куб. м, а регулируемые цены на газ были вдвое ниже – 15–20 долл. за тыс. куб. м [34]. Это соответствует и данным отчетности ПАО «Газпром» об отрицательной рентабельности поставок на внутренний рынок на протяжении большей части 2000-х годов (вплоть до 2009 года).

В полном соответствии с замечаниями Еврокомиссии [27], ACER [32] и экономической логикой такое ценовое регулирование внутреннего рынка, субсидирующее внутренних потребителей, но не обеспечивающее положительную прибыль

производителей, не могло привести к развитию конкуренции. Это не означало, что в России отсутствовала добыча независимых производителей газа (НПГ, то есть всех производителей, кроме ПАО «Газпром»). Так, нефтяные компании неизбежно получают некоторое количество попутного нефтяного газа, но при непривлекательном внутреннем рынке им проще продать его ПАО «Газпром», чем самостоятельно заниматься сбытом. До конца 2000-х годов ситуация для развития НПГ была не слишком благоприятной.

Тем не менее в течение 2000-х годов регулируемые цены на газ росли довольно быстро (под влиянием ряда стимулов регулятора, в том числе для поддержки инвестиционной программы газовой отрасли, повышения энергетической эффективности и с учетом повышения уровня благосостояния населения), что позволило к 2009 году, по данным отчетности ПАО «Газпром», выйти в среднем на положительную доходность поставок на внутренний рынок. Так, средняя цена приобретения газа промышленными организациями, по данным Росстата, с 2000 по 2010 годы возросла в 6,6 раза, тогда как индекс цен промышленных товаров возрос в 3,6 раза за тот же период. Отметим, что в связи с различиями в тарифах для разных регионов России это означает: в некоторых регионах, скорее всего, ситуация стала благоприятной еще раньше. В результате началось активное развитие сектора НПГ.

Расширение доли НПГ на рынке, которое теоретически должно способствовать развитию конкуренции, поддерживалось государством. Так, Энергетическая стратегия России на период до 2030 года содержит цель по увеличению доли НПГ в добыче газа с 17% в 2008 году до 20% к 2013–2015 годам и 27% к 2030 году. На практике этот процесс развивался еще быстрее, в частности благодаря особенностям ценового регулирования на рынке газа.

В середине 2010-х годов основными тенденциями на газовом рынке России стали быстрый рост совокупной доли НПГ на внутреннем рынке – в 2015 году она уже приблизилась к половине – и снижение внутреннего спроса на газ в стране из-за замедления экономической активности и повышения энергетической эффективности (Таблица 3).

Таблица 3 – Основные показатели газовой отрасли России

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Добыча газа в России, млрд. куб. м	583,1	650,7	670,7	654,5	668,2	641,9	635,5
Добыча газа ПАО "Газпром", млрд. куб. м	458,8	504,9	505,4	478,6	476,2	432,1	405,9
Добыча газа НПГ* (с учетом ВИНК** и СРП***), млрд. куб. м	124,3	145,8	165,3	175,9	192	209,8	229,6

Поставки российского газа на внутренний рынок, млрд. куб. м	430,5	457,4	469,1	460	456,8	458,4	444,3
Доля газа НППГ в национальной добыче, %	21,3	22,4	24,6	26,9	28,7	32,7	36,1
Доля газа НППГ в поставках газа на внутренний рынок****, %	27,2	28,9	32,2	35,1	38,8	42,6	48,7

Источник – Росстат, ФТС России, ЦДУ ТЭК, расчет авторов

*НППГ – независимые поставщики газа (все поставщики, кроме ПАО «Газпром»);

**ВИНК – вертикально интегрированные нефтяные компании

*** СРП – соглашения о разделе продукции

**** без учета поставок газа СРП на экспорт

Эта ситуация обострила соперничество на газовом рынке и актуализировала проблемы неравенства поставщиков и недостаточной эффективности рынка в целом, в том числе в связи с особенностями системы регулируемого ценообразования.

Государственное регулирование цен и тарифов в газовой отрасли, то есть цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке, установлено в соответствии со статьей 8 Федерального закона «О газоснабжении», принятого в 1999 году. Далее в этом законе установлены еще несколько существенных позиций.

Во-первых, в статье 20 ФЗ «О газоснабжении» определены принципы государственного регулирования цен в сфере газоснабжения, которые включают обеспечение самофинансирования организаций в сфере газоснабжения (то есть цены должны обеспечивать безубыточность деятельности) и расширение применения рыночных цен на газ и услуги по газификации (то есть в соответствии с западной практикой дерегулирования провозглашается постепенный переход к свободному рыночному ценообразованию на газ, но не на услуги по транспортировке газа).

Во-вторых, в статье 21 ФЗ «О газоснабжении», посвященной тарифообразованию на услуги по транспортировке газа, заложена одна из фундаментальных проблем современного тарифного регулирования в газовой отрасли России. С одной стороны, эта статья в полном соответствии с лучшими практиками западных стран указывает на необходимость особого регулирования услуг по транспортировке газа, поскольку их оказание представляет собой естественную монополию. С другой стороны, в этой же статье содержится оговорка о возможности применения по решению Правительства России совершенно другой системы, а именно системы параллельного регулирования цен на газ, тарифов на транспортировку газа для НППГ и внутренних расчетных цен на газ и тарифов на транспортировку для собственника ЕСГ – «Газпрома». Именно эта вторая система и реализуется на практике и является камнем преткновения в дискуссиях о тарифном регулировании, в ходе которых «Газпром» отстаивает сохранение действующей

системы, а НПП ратуют за ее реформирование и создание системы универсальных тарифов на транспортировку газа для всех организаций.

В-третьих, статья 23 ФЗ «О газоснабжении» предусматривает долгосрочное установление тарифов на услуги по транспортировке газа газораспределительными организациями на региональном уровне, что означает фактически введение для этих организаций стимулирующего регулирования.

Непосредственно принципы и порядок регулирования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке были установлены Постановлением Правительства России от 29 декабря 2000 г. № 1021 (далее – ПП-1021). На протяжении своего срока действия оно претерпело ряд изменений, на которых мы здесь не будем останавливаться и сделаем акцент на современных правилах ценообразования.

ПП-1021 предполагает сосуществование нескольких основных направлений регулирования цен и тарифов в газовой отрасли²:

- регулирование оптовых³ цен на газ для ПАО «Газпром» (а также платы за снабженческо-сбытовые услуги, являющейся частью итоговой оптовой цены для потребителя, но рассчитываемой отдельно, тогда как расходы на транспортировку непосредственно входят в состав регулируемой оптовой цены);
- регулирование тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам для НПП;
- регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (на практике эти сети могут принадлежать и «Газпрому», и НПП, и субъекту Федерации);
- регулирование розничных цен на газ.

Регулирование оптовых цен на газ и тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам осуществляется ФАС России на федеральном уровне. Также ФАС России должна регулировать снабженческо-сбытовые надбавки и тарифы региональных газораспределительных организаций, но эти полномочия могут быть делегированы на региональный уровень. Регулирование розничных цен на газ осуществляется региональными властями.

² Помимо перечисленных ниже, существуют и иные направления (плата за присоединение, надбавки в связи с газификацией и т. п.), которые не имеют первостепенного значения для целей этой работы.

³ В соответствии с ПП-1021 розничными ценами считаются цены для населения, оптовыми – остальные цены.

Регулирование оптовых цен на газ де-факто работает по механизму «издержки плюс» с рядом существенных оговорок, которые позволяют говорить о сочетании в российской нормативной базе сразу многих механизмов регулирования.

ПП-1021 предусматривает, что оптовые цены на газ должны предусматривать достаточную норму доходности на инвестированный капитал, то есть должно действовать RAB-регулирование. Но там же указано, что в отсутствие методики оценки объемов инвестированного капитала оценивается объем необходимой выручки и прибыли для самофинансирования регулируемой организации («Газпрома») и обеспечения ее развития, что сводит применяемый метод к механизму «издержки плюс».

Среди факторов, определяющих объем необходимой выручки «Газпрома», ПП-1021 упоминает не только операционные и инвестиционные расходы, но и ожидаемый размер прибыли от экспорта. Таким образом, предполагается, что собственно деятельность по продаже газа «Газпромом» на внутреннем рынке может и не окупать себя, при этом будет осуществляться перекрестное субсидирование внутренних потребителей за счет внешних. Иными словами, принцип «издержки плюс» распространяется не только собственно на *регулируемую деятельность*, а на более широкий состав *деятельности регулируемой организации*.

ПП-1021 также предусматривает, что для установления цен на газ может применяться метод индексации. Но о долгосрочной индексации, то есть о стимулирующем регулировании, речь пока идти не может, в связи с высокой ролью газа в энергобалансе России, высоким влиянием цен газа на издержки предприятий, а следовательно – политической необходимости оперативной «подстройки» Правительством России темпов индексации тарифов под фактическую социально-экономическую обстановку.

Одновременно с этим ПП-1021 указывает, что регулируемая цена на газ устанавливается в соответствии с формулой, «предусматривающей достижение равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки и учитывающей стоимость альтернативных видов топлива», то есть речь идет об использовании нефтяной индексации и рассмотренного выше ценообразования на основе нетбэка.

Весь этот «концерт» методов разъясняется Приказом ФСТ России от 9 июля 2014 г. № 1142-э (далее – Приказ-1142). В соответствии с этим документом для определения оптовой цены на газ в России необходимо рассчитать произведение цены газа, обеспечивающей равную доходность поставок газа на внутренний и внешний рынки (Црд), и понижающего коэффициента (Кпониж), обеспечивающего соответствие

повышения цен на газ параметрам индексации, установленным Правительством с учетом социально-экономической ситуации. В свою очередь Црд определяется методом расчета нетбэка, то есть путем вычитания транспортных расходов и экспортной пошлины из цены реализации газа в страны дальнего зарубежья (Цдз). Цдз рассчитывается на основе формулы с привязкой к стоимости корзины нефтепродуктов, что типично для зарубежных контрактов «Газпрома». Кпониж устанавливается путем простого деления запланированной Правительством средней цены газа на Црд.

Проще говоря, оптовая цена на газ в России фактически устанавливается в соответствии с параметрами ежегодной индексации, установленной Правительством России на базе, во-первых, применения метода «издержки плюс» к деятельности «Газпрома», во-вторых, политических факторов. Впоследствии для целей формального выполнения ПП-1021 и Постановления Правительства России от 31 декабря 2010 г. № 1205 (далее – ПП-1205), требующего поэтапного перехода к равнодоходности внешних и внутренних поставок газа к 2018 году и использования на переходном этапе ценообразования по формуле нетбэка, рассчитывается такой понижающий коэффициент, который при подстановке в эту самую формулу позволял бы прийти точно к значению цены, предусмотренному Правительством России. Поэтому результаты ценообразования по принципу «издержки плюс» и по механизму нетбэка в России совпадают.

Также в соответствии с ПП-1021 и Приказом-1142 предусматривается региональная дифференциация оптовых цен на газ по т. н. «ценовым поясам» в границах регионов России с учетом условий поставок газа в эти регионы, в том числе расходов на транспортировку⁴.

В связи с этим последним положением возникает серьезная проблема не вполне экономически обоснованной региональной дифференциации цен на газ, а именно формирования «убыточных» и «прибыльных» для поставщиков газа регионов в связи с соответственно заниженными или завышенными региональными коэффициентами.

Эта «убыточность» или «прибыльность» региона с учетом его регулируемых цен де-факто действует не только на «Газпром», но и на НПГ. Хотя они и имеют право продавать газ по свободным ценам, их модель бизнеса основана на предоставлении скидок относительно регулируемой цены. Эти скидки позволяют вытеснять «Газпром» из «прибыльных» регионов, но в «убыточных» регионах предоставление скидок нецелесообразно, а продажа по цене, которая была бы экономически обоснованной для

⁴ Также действует дифференциация оптовых цен по некоторым другим признакам, в первую очередь по объему потребления.

этого региона с учетом затрат НПП, невозможна из-за присутствия на рынке этого региона «Газпрома», вынужденного осуществлять поставки газа по заниженным регулируемым ценам.

Применение регулируемых оптовых цен на газ имеет определенные механизмы гибкости, но их пределы достаточно узкие. ПП-1021 предусматривает, что в некоторых случаях, а именно при реализации «Газпромом» газа тем покупателям, которые впервые заключают договор на поставку газа после 1 июля 2007 г. либо увеличивают закупки по сравнению с контрактом на 2007 год, «Газпром» может продавать газ по цене, превышающей регулируемую не более чем на 10%.

Вероятно, в условиях низкого внутреннего спроса на газ и острой конкуренции со стороны НПП для «Газпрома» большую ценность представляла бы возможность предоставления скидок относительно регулируемой цены, однако этого действующее регулирование не предусматривает. Причина для этого проста: указанная скидка может привести либо к вытеснению «Газпромом» НПП с отдельных «прибыльных» рынков (с учетом его возможностей по манипулированию инфраструктурой и большого преимущества по масштабам относительно каждого отдельного НПП) или к ценовой войне на рынках отдельных регионов. С точки зрения развития конкуренции и повышения потребительского благосостояния эта ситуация, вероятно, могла бы принести и положительные результаты, однако в данном случае речь идет о конкуренции принципиально неравных соперников, способной привести впоследствии к укреплению доминирования «Газпрома».

Регулирование тарифов на транспортировку газа для НПП в соответствии с ПП-1021 и утвержденной в исполнение ПП-1021 «Методикой расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам» (утв. Приказом ФСТ России от 23 августа 2005 г. № 388-э/1, далее – Методика-388) также фактически осуществляется на основе механизма «издержки плюс».

В соответствии с Методикой-388 тарифы на услуги по транспортировке газа могут быть одноставочными и двухставочными. Обычно в российской системе магистральных газопроводов (ЕСГ) применяется двухставочный тариф, предполагающий наличие ставки за пользование и ставки за перемещение. Ставка за пользование устанавливается для перемещения 1000 куб. метров газа между двумя зонами – зоной входа и зоной выхода. На практике регулятор формирует матрицу зон входа и зон выхода в ЕСГ России, и для каждой пары зон устанавливается своя ставка. Этот принцип похож на принцип, реализуемый в ЕС, за исключением транзитных ставок. Их роль отчасти выполняет

второй компонент российского двухставочного тарифа – ставка за перемещение (за товаротранспортную работу, ТТР). Эта ставка подразумевает уплату за транспортировку 1000 куб. метров газа по определенному маршруту или за транспортировку 1000 куб. метров газа на 100 км, если в одном географическом районе возможны разные маршруты.

Применение двухставочного тарифа представляется вполне оправданным с учетом того, что, с одной стороны, расходы на транспортировку газа требуют значительных постоянных затрат для обеспечения прокачки, в частности при входе и выходе в ЕСГ, при достижении пиковых объемов поставки (в связи с неравномерностью потребления газа требуется резервирование мощностей). С другой стороны, в отличие от Европы, расстояния транспортировки в России очень значительны, поэтому переменные расходы на прокачку газа, зависящие от расстояния транспортировки, также должны быть учтены.

Несмотря на относительную простоту принципов Методики-388, к ее применению существует ряд претензий со стороны НПГ, вынужденных оплачивать в соответствии с ней свои транспортные расходы. Основная претензия состоит в недостаточной прозрачности расходов, в частности арендных платежей за использование трубопроводов и амортизационных расходов (особенно с учетом проводимой «Газпромом» переоценки имущества), а также инвестиций в реализацию газотранспортных проектов для целей экспорта газа, поскольку фактически этими газотранспортными мощностями может воспользоваться только сам «Газпром». Обоснованность этих претензий является предметом многочисленных дискуссий.

Решение этой проблемы могло бы быть достигнуто при установлении единых регулируемых тарифов на транспортировку газа для всех поставщиков, что предусмотрено ПП-1021, однако сроки перехода к новому порядку не обозначены. Сложность состоит еще и в том, что переход к этому порядку в соответствии с п. 5 ПП-1021 увязан с одновременным отказом от регулирования оптовых цен на газ. По состоянию на 2016 года эта перспектива представляется сомнительной.

В результате несбалансированности тарифов на транспортировку газа НПГ (вероятно, отчасти завышенных, что играет роль при поставках в отдаленные от центров добычи в регионы) и оптовых цен на газ (вероятно, заниженных для тех же самых регионов) усугубляется упомянутая выше проблема «убыточных» и «прибыльных» регионов, которая в свою очередь влечет за собой угрозу усиления региональной сегментации оптового рынка газа России.

Эта угроза – угроза формирования региональных монополий – связана с риском «закрепления» отдельных регионов за отдельными поставщиками де-факто, вследствие упомянутых выше особенностей ценового и тарифного регулирования.

Регулирование розничных цен на газ также формально опирается на возмещение затрат газоснабжающих организаций при условии «достижения баланса экономических интересов» покупателей и поставщиков. Детализированный порядок регулирования установлен Приказом ФСТ России от 27 октября 2011 г. № 252-э/2 «Об утверждении Методических указаний по регулированию розничных цен на газ, реализуемый населению» (далее – Приказ-252). Этот документ предусматривает различные виды дифференциации тарифов для потребителей, в первую очередь по регионам, а также по направлениям и объемам использования газа и некоторым другим показателям.

В соответствии с Приказом-252 розничная цена формируется на базе оптовой цены на газ для региона с корректировкой на региональную составляющую (транспортная и сбытовая надбавки) и величину налога на добавленную стоимость.

Ключевая особенность ценообразования в данном случае состоит в специальном образом регулируемой оптовой цене на газ для последующей перепродажи населению. Эта оптовая цена в 2010-е год находится примерно на 20% ниже оптовой цены для промышленных потребителей, что и обеспечивает льготный характер регулируемых цен на газ для населения в России.

4. Промежуточные итоги и перспективы регулирования газовой отрасли в России и мире

На повестке дня российских законодателей и регуляторов газовой отрасли стоит вопрос о разработке новой концепции внутреннего рынка газа в рамках создания нового пакета отраслевых стратегических программных документов.

Несмотря на ряд позиций, провозгласивших реформирование российской газовой отрасли в направлении, близком к либерализованной, конкурентной модели газового рынка западных стран, сохраняется целый ряд препятствий на этом пути развития, связанных как с российской спецификой, так и с неоднозначностью и сложностью процессов реформирования в других странах.

США затратили не менее 50 лет – с середины 1930-х годов до начала 1990-х годов – на разработку и внедрение удовлетворительно функционирующей модели газовой отрасли. Впоследствии опыт США лег в основу других моделей регулирования. Американская практика свидетельствует о том, что попытки решить проблемы

потребителей за счет оптимального регулирования цен на газ привели к неудаче. Большие временные и финансовые затраты на настройку регулируемых цен обернулись огромным административным бременем для отрасли, но в условиях динамично меняющегося рынка 1970-х – 1980-х годов регулируемые цены не смогли обеспечить адаптацию спроса и предложения, приводя то к дефициту, то к избытку газа. Однако при отсутствии регулирования оптовых цен и сохранении вертикальной интеграции (или даже не интеграции, а аффилированности), как это было в США чуть ранее, также возникали проблемы, связанные с эксплуатацией потребителей со стороны продавцов.

Американским решением стала полная дезинтеграция отрасли с отказом от регулирования оптовых цен на газ при сохранении тарифного регулирования естественно-монопольного сегмента транспортировки и розничного сбыта (в зависимости от региона).

Великобритания также проделала подобный путь, при этом в начале этого пути, как и Россия, она имела вертикально интегрированную структуру рынка. Приватизация монополиста не стала решением проблемы. Декларативная либерализация доступа третьих сторон к инфраструктуре также не принесла результатов. Для спасения реформы был предпринят целый комплекс мер, включая применение активного стимулирующего ценового регулирования к монополисту. Но в конечном счете итоговым решением стала опять-таки дезинтеграция отрасли с последующим отказом от регулирования цен на газ на всех уровнях при сохранении стимулирующего регулирования (по модели долгосрочной индексации выручки по принципу «инфляция минус») транспортного сектора на национальном и региональном уровне.

Прогресс реформы на этом не остановился, и сейчас в Великобритании вводится обновленная модель регулирования транспортировки в секторе газа и электричества под названием RIIO ($\text{Revenue} = \text{Incentives} + \text{Innovation} + \text{Outputs}$), подразумевающая дополнительное стимулирование регулируемых компаний к осуществлению инноваций [35].

По тому же пути реформы пошли и европейские регуляторы. Важнейшим шагом на этом пути стало требование по разделению газовых естественных монополий и обязательному регулируемому доступу третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре на основе регулируемых универсальных тарифов в составе Третьего энергопакета.

В случае стран Европы существуют дополнительные ограничения, связанные с наличием значительных импортных поставок, в том числе из России. Ценообразование на эти импортные поставки, основанное на принципе нефтяной индексации, также можно

назвать разновидностью регулируемого ценообразования, поскольку цены не зависят от ситуации непосредственно на рынке газа. Но и поставщики не подлежат регулированию со стороны европейских властей.

Тем не менее в ЕС удалось быстро и значительно увеличить долю свободного конкурентного ценообразования на внутреннем рынке газа в последнее десятилетие, фактически переведя весь добываемый в Европе газ и часть импортных поставок на рыночные механизмы ценообразования. Этому сильно помогло развитие торговли газом на физических и виртуальных торговых площадках – хабах, точно так же, как и в Великобритании и в США, поскольку наличие таких площадок позволяет создать конкурентную среду и сформировать индикатор рыночной цены.

В то же время на розничных рынках Европы в ряде случаев сохранено регулируемое ценообразование. В отдельных странах (в Западной Европе) приняты программы по отказу от регулирования розничных цен, и этот процесс продолжается. Но в Восточной Европе, несмотря на позиции Европейской Комиссии, сохранение регулирования затягивается. С одной стороны, это может воспрепятствовать развитию конкуренции, но, с другой стороны, нельзя пренебрегать и социально-экономическим аспектом: страны Восточной Европы объективно уступают своим соседям по ЕС по уровню экономического развития, и быстрое выравнивание ценовых условий могло бы стать болезненным шоком.

Еще одним важнейшим аспектом дерегулирования является необходимость достаточного количества собственного газа на рынке и развитой инфраструктуры, как физической, так и торговой. США и Великобритания в целом располагали этими вводными, чего нельзя сказать о всех странах Европы, тем более о новых членах ЕС. При отсутствии этих предпосылок либерализация рынка может привести к серьезной нестабильности цен из-за низкой ликвидности рынка, недостатка мощностей для хранения газа и высокой концентрации поставщиков, до сих пор наблюдаемой в Европе. Поэтому для некоторых стран сохранение как нефтяной индексации на оптовом рынке, так и ценового регулирования на розничном рынке может играть роль «якоря», пока не завершено формирование предпосылок для либерализации.

Опыт зарубежных стран показывает, что попытки решения локальных проблем в газовой отрасли за счет регулирования отдельных звеньев этой отрасли не являются вполне успешными. Традиционный путь системной реформы подразумевает вертикальную дезинтеграцию отрасли и отказ от регулирования цен на газ как на оптовом,

так и на розничном рынке при сохранении регулирования тарифов на транспортировку газа.

Рекомендуемый конкретный механизм ценового регулирования – «издержки плюс», RAB-регулирование, стимулирующее регулирование на основе установления долгосрочного предельного уровня цен или предельной выручки с индексацией – на основе эмпирических результатов установить сложно, тем более что эти механизмы зачастую не встречаются в чистом виде. Перспективной возможностью в рамках современной теории регулирования можно считать эксплицитное или имплицитное предложение меню контрактов для исполнителя, которое позволило бы определить оптимальный вариант разделения рисков и издержек. Вдобавок к этому теперь появляются и более развитые, многокритериальные модели регулирования, как упомянутая выше RΠO.

Для России на данный момент сложно рекомендовать переход к либерализованному газовому рынку с полной отменой ценового регулирования, в том числе из-за ограниченного развития физической и торговой инфраструктуры и непростого социально-экономического положения и сложности замены газа другими энергоносителями.

Вместе с этим вполне может быть рекомендован ряд переходных мер для приближения к конкурентной модели рынка, а именно:

- развитие биржевой торговли для формирования аналога европейских и американских хабов в России и формирования надежного национального ценового индикатора;
- повышение прозрачности и экономической обоснованности тарифообразования в сфере транспортировки газа, в том числе за счет организационного и управленческого выделения газотранспортного сегмента в составе «Газпрома»;
- отказ от перекрестного субсидирования целых регионов в части потребления газа за счет заниженных регулируемых цен путем перемещения этого бремени на адресные монетарные субсидии уязвимым группам потребителей;
- диверсификация структуры потребления энергии в России для снижения зависимости от одного энергоносителя – природного газа;
- развитие физической инфраструктуры транспортировки и хранения газа внутри страны.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- 1 US EIA. (2012). Intrastate Natural Gas Pipeline Segment // https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/intrastate.html
- 2 Шаститко А. Е. (2010). Новая институциональная экономическая теория. – М.: ТЕИС. Четвертое издание.
- 3 Chavance B. (2007). L'economie institutionnelle. – P.: La Decouverte.
- 4 Williamson O. (1991). Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives // Administrative Science Quarterly. Vol. 36, No. 2. P. 269–296.
- 5 Averch H., Johnson L. (1962). The Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint // American Economic Review. Vol. 52, No. 5. P. 1052–1069.
- 6 The Royal Swedish Academy of Sciences. (2014). Jean Tirole: Market Power and Regulation // https://www.kva.se/globalassets/priser/ekonomi/2014/sciback_ek_en_14.pdf
- 7 Laffont J-J., Tirole J. (1986). Using cost observation to regulate firms // Journal of Political Economy. No. 94. P. 614–641.
- 8 Laffont J-J., Tirole J. (1993). A Theory of Incentives in Procurement and Regulation. – Cambridge, MA: MIT Press.
- 9 Armstrong M., Sappington D. (2007). Recent Developments in the Theory of Regulation / Armstrong M., Porter R. (eds.) Handbook of Industrial Organization. – Elsevier B.V. Vol. 3. P. 1557–1700.
- 10 Guthrie G. (2006). Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment // Journal of Economic Literature. Vol. 44. P. 925–972.
- 11 Foss M. M. (2012). Natural Gas Pricing in North America / Stern J. (ed.) The Pricing of Internationally Traded Gas. – Oxford University Press. P. 85–144.
- 12 Makholm J. (2006). Seeking Competition and Supply Security in Natural Gas: The US Experience and European Challenge – NERA Economic Consulting.
- 13 Correlje A., Groenleer M., Veldman J. (2013). Understanding institutional change: the development of institutions for the regulation of natural gas transportation systems in the US and the EU / EUI Working Paper RSCAS 2013/07.
- 14 MacAvoy P. (2000). The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation. – New Haven, L.: Yale University Press.

- 15 Joskow P. (2013). Natural Gas: From Shortages to Abundance in the United States // American Economic Review. Papers and Proceedings 2013 .Vol. 103, No. 3. P. 338–343.
- 16 Energy Charter Secretariat. (2007). Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. – Energy Charter Secretariat.
- 17 Makhholm J. (2006). The Theory of Relationship-Specific Investments, Long-Term Contracts and Gas Pipeline Development in the United States – NERA Economic Consulting.
- 18 US EIA. (1995). Energy Policy Act Transportation Study: Interim Report on Natural Gas Flows and Rates / DOE/EIA-0602 (95).
- 19 International Gas Union (IGU). (2016). Wholesale Gas Price Survey 2016 Edition – IGU.
- 20 The Regulatory Assistance Project (RAP). (2011). Electricity Regulation in the US: a Guide – RAP.
- 21 Honore A. (2010). European Gas Demand, Supply and Pricing. Cycles, Seasons and the Impact of LNG Price Arbitrage. – Oxford University Press.
- 22 Melling A. (2010). Natural Gas Pricing and its Future: Europe as the Battleground. – Carnegie Endowment.
- 23 Abbott M. (2016). The Economics of the Gas Supply Industry. – Routledge.
- 24 Thomas S. (2003). Gas as a commodity: the UK gas market: from nationalism to the embrace of the free market / Arrentsen M., Kunneke R. (eds.). National Reforms in European Gas. – Gulf Professional Publishing.
- 25 Pearson P. (2012). UK Energy Policy 1980–2010. A history and lessons to be learnt. – L.: The Parliamentary Group for Energy Studies.
- 26 Wright P. (2006). Gas Prices in the UK. – Oxford University Press.
- 27 European Commission (2006). Communication from the Commission - Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report) {SEC(2006) 1724} /* COM/2006/0851 final */
- 28 НИУ ВШЭ, ИНЭИ РАН (2015). Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды. – М., ИНЭИ РАН.
- 29 European Commision (2009). Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC

- 30 Electronic Code of Federal Regulations (ECFR) (2016). Part 284—Certain Sales and Transportation of Natural Gas under the Natural Gas Policy Act of 1978 and Related Authorities
- 31 US EIA (2014). How customer choice programs work // https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_customer_choice
- 32 Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Council of European Energy Regulators (2015). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014 – Luxembourg: Publications Office of the EU, 2015.
- 33 Hecking H. (2015). Rethinking entry-exit: two new tariff models to foster competition and security of supply in the EU gas market / EWI Policy Brief.
- 34 Tarr D. (2010). Export Restraints on Russian Natural Gas and Raw Timber What Are the Economic Impacts? / Policy Research Working Paper 5195. – World Bank.
- 35 Ofgem. (2016). RIIO-T1 Price Control // <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/riio-t1-price-control>