

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«ПЕНЗЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт экономики и управления

Кафедра «Экономическая теория и
международные отношения»

Направление подготовки

38.04.01 «Экономика»

Магистерская программа

Международная экономика

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему

Конкурентные позиции России на мировом энергетическом рынке

Магистрант

Баткаева
Олеся
Рафаэлевна

подпись, дата

Руководитель

Мишина Н.А.

подпись, дата

Нормоконтролер

Влазнева С.А.

подпись, дата

Рецензент

Директор Пензенского филиала
ФГБОУ ВО «Финансовый университет при
Правительстве Российской Федерации»,
профессор кафедры «Менеджмент,
информатика и общегуманитарные науки»

Бондаренко В.В.

подпись, дата

Работа допущена к защите (протокол заседания кафедры от _____ №_____)

Заведующий кафедрой

Рожкова Л.В.

подпись, дата

Работа защищена с отметкой _____ (протокол ГЭК от _____ №_____)

Секретарь ГЭК

Рассказова Н.В.

подпись, дата

Пенза 2021

ФГБОУ ВО «Пензенский государственный университет»
Институт экономики и управления
Кафедра «Экономическая теория и международные отношения»
Направление подготовки 38.04.01 «Экономика»,
магистерская программа – Международная экономика

«УТВЕРЖДАЮ»:

зав. кафедрой

д.с.н., доцент Рожкова Л. В.

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА МАГИСТЕРСКУЮ ДИССЕРТАЦИЮ

магистранту Баткаевой О.Р., группа 183ЭЭм2, обучение заочное

1 Тема магистерской диссертации: «Конкурентные позиции России на мировом энергетическом рынке»

утверждена приказом по университету

от « ____ » _____ 20 ____ г. № ____

2 Срок сдачи магистрантом законченной магистерской диссертации: 22.01.2021 г.

3 Исходные данные к магистерской диссертации: нормативно-правовая база, научная и справочная литература, данные сети Интернет.

4 Перечень подлежащих разработке вопросов: теоретические основы функционирования мирового энергетического рынка; анализ современного состояния России на мировом энергетическом рынке; перспективы России на мировом энергетическом рынке; перспективы перехода к возобновляемым источникам энергии в России и в других странах мира; влияние пандемии COVID–19 на деятельность российских компаний.

5 Перечень графического материала: таблицы, рисунки.

6 Дата выдачи задания: « ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель _____ / Мишина Н.А. /
(подпись) (инициалы, фамилия)

Задание принял к исполнению магистрант _____ / Баткаева О.Р. /
(подпись) (инициалы, фамилия)

График подготовки магистерской диссертации

№ п/п	Содержание работы	Срок выполнения	Дата выполнения, подпись руководителя
Первый год обучения			
1	Обоснование выбора темы и методологии исследования, выбор предмета и объекта исследования	1.09.2018 – 1.10.2018	
2	Формирование научной концепции исследования	2.10.2018 – 1.11.2018	
3	Подбор основной литературы	2.11.2018 – 13.01.2019	
4	Развернутое обоснование актуальности, концепции, новизны исследования	14.01.2019 – 3.03.2019	
5	Формирование развернутого плана и макета диссертационного исследования	4.03.2019 – 30.06.2019	
Второй год обучения			
6	Проработка новых источников литературы по теме диссертационного исследования	1.09.2019 – 1.10.2019	
7	Проведение теоретического исследования в рамках первой главы диссертации	2.10.2019 – 1.12.2019	
8	Подготовка первой главы диссертации	2.12.2019 – 2.02.2020	
9	Проведение аналитического исследования в рамках второй главы диссертации	3.02.2020 – 5.04.2020	
10	Подготовка второй главы диссертации	6.04.2020 – 30.06.2020	
Третий год обучения			
11	Проведение аналитического исследования в рамках третьей главы диссертации	1.09.2020 – 11.10.2020	
12	Подготовка третьей главы диссертации	12.10.2020 – 1.12.2020	
13	Подготовка введения и заключения	2.12.2020 – 31.12.2020	
14	Оформление ВКР	01.01.2021 – 10.01.2021	
15	Сдача ВКР на нормоконтроль, проверка в системе «антиплагиат.вуз»	11.01.2021 – 20.01.2021	
16	Ознакомление с отзывом, рецензией	21.01.2021	
17	Представление законченной магистерской диссертации, передача в ГЭК	22.01.2021	

Руководитель _____ / Н. А. Мишина /
(подпись) (инициалы, фамилия)

Задание принял к исполнению магистрант _____ / О. Р. Баткаева /
(подпись) (инициалы, фамилия)

Реферат

Магистерская диссертация 84 с., 3 ч., 20 рис., 2 табл., 71 источник.
МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК, РЫНОК НЕФТИ, РЫНОК ГАЗА,
АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ,
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ САНКЦИИ, ПАНДЕМИЯ COVID-19

Объект исследования – энергетический комплекс России в системе мирохозяйственных связей.

Цель работы состоит в определении конкурентных позиций России на мировом энергетическом рынке, а также рассмотрение российской внешней энергетической политики.

Методологическую основу работы составил системный подход. Также использовались методы единства исторического и логического, сравнительного анализа, индукции и дедукции, экономико-математического моделирования, а также позитивный и нормативный подходы

Результаты работы: рассмотрены теоретические основы функционирования мирового энергетического рынка; изучено становление мирового рынка нефти; раскрыта специфика ценообразования на нефтяном рынке; проанализировано современное состояние мирового энергетического рынка; изучены перспективы России на мировом энергетическом рынке и влияние пандемии COVID-19 на российские компании.

Значимость работы заключается в комплексном анализе современного состояния мирового энергетического рынка. Диссертационное исследование определяет необходимость достижения стратегических целей развития России на энергетическом рынке.

Рекомендации по внедрению. Оценка современного состояния мирового энергетического рынка может быть использована исследователями в дальнейшем.

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования. Энергетический комплекс России и дальше сохранит конкурентные позиции в системе мирохозяйственных связей.

Оглавление

Введение	5
Глава 1 Теоретические основы функционирования мирового энергетического рынка.....	7
1.1 Специфика функционирования ресурсных рынков	7
1.2 Становление мирового энергетического рынка	12
1.3 Особенности современного ценообразования на энергетическом рынке...	21
Глава 2 Анализ современного состояния мирового энергетического рынка	29
2.1 Рынок нефти и газа.....	29
2.2 Рынок угля и атомной энергии	39
2.3 Рынок гидроэлектроэнергии и биотоплива.....	43
Глава 3 Перспективы России на мировом энергетическом рынке	53
3.1 Взаимодействие России и ОПЕК (ОПЕК+)	53
3.2 Перспективы перехода к возобновляемым источникам энергии в России и в странах мира	61
3.3 Влияние пандемии COVID-19 на деятельность российских компаний	70
Заключение	77
Список использованных источников	80

Введение

Энергетическая промышленность продолжает оставаться самой прибыльной отраслью отечественной экономики, а выручка от экспорта нефти удовлетворяет все потребности страны в импорте. Также за счет данной отрасли формируются золотовалютные резервы страны, столь важные для погашения внешнего долга, регулирования динамики курса национальной валюты, а также решения множества проблем социального развития.

Рост экономик развивающихся стран, повышение их доли в структуре спроса на энергоресурсы, неизбежность роста цен на энергоресурсы вследствие истощения наиболее дешевых и доступных запасов, появление на энергетическом рынке новых игроков и новых форм сотрудничества, и противодействие этим процессам со стороны традиционных монопольных хозяев мирового энергорынка порождают напряженность и делают рынок непредсказуемым.

Трансформационные процессы могут повлечь за собой коренные изменения в динамике и структуре внешнего спроса на российские энергоресурсы, а также к переосмыслению роли энергетического сектора в российской и мировой экономике. Российская Федерация – одна из ведущих держав в мировой системе торговли энергоресурсами. Особенно прочны позиции России на мировом рынке углеводородов.

Актуальность темы исследования заключается в изучении роли и места России на мировом энергетическом рынке, а также в оценке стратегических приоритетов позиционирования России на мировом нефтегазовом рынке, представлены основные тенденции и прогнозные оценки развития энергетического сектора российской и мировой экономики, а также перспективы развития отдельных отраслей топливно-энергетического комплекса России.

Пандемия коронавирусной инфекции *COVID-19* сегодня демонстрирует серьезное давление на мировую экономику. Помимо распространения самой болезни и попыток стран его ограничить, большинство ведущих экспертов

предрекают ряд существенных проблем, затрудняющих эффективное функционирование хозяйственной системы.

Кризис, вызванный пандемией *COVID-19*, уже привел к серьезным изменениям, в т. ч. развития нефтяного рынка. Для отраслей ТЭК главным ударом является спровоцированная падением спроса жесткая ценовая конкуренция и, как следствие, резкое падение цен.

Новизна диссертационного исследования заключается в рассмотрении современного состояния мирового и отечественного энергетического рынка на основе теоретического и практического анализа.

В России отрасли топливно-энергетического комплекса составляют основу экономики и способствуют жизнеобеспечению почти всех других отраслей национального хозяйства, во многом определяя ключевые параметры социально-экономического развития страны и ее экономическую безопасность.

Традиционно Россия является ключевым игроком на международных энергетических рынках, занимая лидирующие позиции по всем направлениям экспорта энергоресурсов. В последние годы Россия занимает лидирующие позиции по объему добычи сырой нефти и обеспечивает 12 % мировой торговли нефтью. Свыше 4/5 объема российской нефти экспортируется в страны Европы, доля России на рынках которых составляет около 30 %.

Основным направлением экспорта российских нефтепродуктов также является европейский рынок. Однако сегодня в различных профессиональных кругах, на форумах и других открытых площадках проходят оживленные дискуссии о том, какой будет энергетика через 15–20 лет. Ждет ли нас отказ от традиционных источников энергии или мир по-прежнему останется углеводородным, и сможет ли отечественный ТЭК в долгосрочной перспективе сохранить свою ведущую роль на мировой арене?

Россия обладает одним из самых больших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов. В нашей стране сосредоточено около 13 % всех мировых разведанных запасов нефти и 34 % запасов природного газа. Ежегодное производство первичных энергоресурсов в России составляет более 12 % от общего

мирового производства. Сегодня топливно-энергетический комплекс является одним из важнейших, устойчиво работающих и динамично развивающихся производственных комплексов российской экономики.

В современных исследованиях установлено, что для обеспечения пространственной и технологической сбалансированности отечественного нефтяного комплекса необходимо: совершенствование транспортной инфраструктуры для достижения оптимального функционирования как существующих, так и планируемых НПЗ экспортного и регионального назначения; формирование магистральных коридоров экспорта российской продукции на внешние рынки и осуществления международного масштабного транзита.

Таким образом, целью работы является определение конкурентных позиций России на мировом энергетическом рынке, а также рассмотрение российской внешней энергетической политики.

Данная цель реализуется через следующие задачи:

- охарактеризовать рынки нефти и газа, угля и атомной энергии, а также рынки гидроэлектроэнергии и биотоплива;
- рассмотреть место и роль России на мировом энергетическом рынке;
- изучить деятельность крупнейших российских компаний на мировом рынке;
- проанализировать перспективы России на мировом энергетическом рынке.

Объектом исследования является энергетический комплекс России в системе мирохозяйственных связей.

Предметом исследования служит экспортный потенциал российской энергетической промышленности.

Методологическую основу работы составил системный подход. Также использовались методы единства исторического и логического, сравнительного анализа, индукции и дедукции, экономико-математического моделирования, а также позитивный и нормативный подходы

Новизна работы состоит в рассмотрении современных тенденций мирового и отечественного энергетического рынка с учетом влияния пандемии COVID-19.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается в комплексном анализе современного состояния мирового энергетического рынка. Диссертационное исследование определяет необходимость достижения стратегических целей развития России и других стран на энергетическом рынке.

По теме магистерской диссертации опубликованы 2 работы.

Глава 1 Теоретические основы функционирования мирового энергетического рынка

1.1 Специфика функционирования ресурсных рынков

Рынки факторов производства (ресурсов) являются важным элементом экономической системы. Экономические ресурсы разделяются на материальные ресурсы (земля и капитал) и нематериальные (труд и предпринимательская способность). Соответственно различаются рынки природных ресурсов (земли), капитала и труда [3, с. 375]. В современной экономике эти рынки выполняют важнейшие функции, включающие обеспечение ресурсами всех хозяйствующих субъектов, решение задач их рационального использования, формирование хозяйственных связей и т. д. На рынках ресурсов фирмы-производители выступают в роли покупателей, домохозяйства – в роли поставщиков, а факторы производства являются товаром. При этом цена, уплачиваемая фирмами за приобретаемые факторы производства, формирует первичные доходы домохозяйств, именуемые факторными доходами, а также расходы для фирм, именуемые факторными издержками.

Собственники экономических ресурсов получают следующие виды доходов: от природных ресурсов – ренту; от трудовых ресурсов – заработную плату; от капитала – процент; от предпринимательских способностей – прибыль; от информации и знаний – доход от интеллектуальной собственности [9, с. 360]. Таким образом, от успешного функционирования рынка факторов производства зависит характер первичного распределения доходов в обществе.

Спрос на рынке факторов производства имеет ряд отличительных особенностей от спроса на рынке товаров конечного потребления.

Чем больше спрос на конечную продукцию, тем в большем количестве фирмы приобретают ресурсы для её производства [3, с. 377]. Таким образом, рынок объективно устанавливает первичность спроса на готовую продукцию и

вторичность спроса на экономические ресурсы. Следовательно, первой ключевой характеристикой является производный характер спроса на факторы производства.

Эластичность спроса на факторы производства зависит от эластичности спроса на готовый продукт: чем эластичнее спрос на готовый продукт, тем эластичнее спрос на ресурсы, используемые в его производстве [3, с. 375].

Так как производственный процесс представляет собой процесс взаимодействия различных факторов производства, то спрос на ресурсы является взаимозависимым, а их потребление – взаимосвязанным. Поэтому чем больше используется иных ресурсов, находящихся в производственных взаимосвязях с данным ресурсом, тем больше спрос на него.

Спрос на ресурсы зависит от используемой технологии производства продукции. Выбор технологии производства в свою очередь определяется уровнем цен на взаимозаменяемые ресурсы. Производители меняют свои технологии, чтобы заменить более дорогой ресурс относительно дешёвым.

Помимо этого, спрос на ресурсы зависит от величины предельного дохода от продажи продукции. Он тем больше, чем выше предельный доход, который получает фирма при увеличении объёмов продаж. Величина же предельного дохода во многом определяется уровнем цен на готовую продукцию [9, с. 365].

В условиях рыночной экономики большинство факторов производства находится в частной собственности. Так, все люди «владеют» своим трудом, при этом капитал и земля в большинстве случаев также являются частной собственностью домашних хозяйств и фирм. Особенности предложения на рынке факторов производства определяются не только стремлением хозяйствующих субъектов к максимизации своих факторных доходов, что определяет прямую зависимость объёма предложения факторов от уровня цен на них и положительный наклон кривой предложения в долговременном периоде, но и отличительными характеристиками отдельных факторов производства. Так, количество природных ресурсов определяется геологическими условиями и не может существенно измениться.

Природные ресурсы – это совокупность природных условий, которые могут быть использованы в процессе создания товара услуг и духовных ценностей [42].

Природные ресурсы подразделяются на реальные, т. е. разведанные и используемые, и потенциальные, т. е. прогнозируемые, но точно неустановленные. Реальные природные ресурсы непосредственно влияют на величину национального богатства, уровень жизни населения, эффективность функционирования экономики страны, тогда как потенциальные ресурсы не включаются в состав национального богатства и лишь создают перспективные возможности успешного производства в будущем.

Классифицируя природные ресурсы по другому признаку, можно подразделить их на возобновляемые и невозобновляемые. Возобновляемые природные ресурсы – это ресурсы, которые по мере расходования воспроизводятся под действием природных процессов или сознательных усилий человека. В качестве примера можно привести солнечную энергию, круговорот воды в природе, поддержание растительностью уровня кислорода в атмосфере и аналогичные природные процессы. Невозобновляемые природные ресурсы – это ресурсы, которые после полного их исчерпания восстановить невозможно. Сюда в первую очередь относятся все полезные ископаемые. Однажды израсходованные запасы нефти, медной или железной руды никогда не возобновятся, поскольку образование их месторождений происходило при особых – ныне исчезнувших – геологических условиях и длилось многие миллионы лет. Более того, каждая использованная человеком единица невозобновляемого ресурса сокращает остаточную величину его запасов. Некоторые из невозобновляемых ресурсов могут быть заменимыми. Заменимые природные ресурсы – это ресурсы, которые можно заменить иными, порой даже экономически более выгодными [9, с. 358]. Например, минеральные топливные ресурсы – атомной и солнечной энергией.

Сегодня общепризнано, что энергия стала глобальным товаром, а энергетический рынок, как считают многие специалисты, во многих отношениях стал подобен рынку финансовому.

Энергетический рынок – совокупность структурно связанных продавцов и покупателей, других (инфраструктурных) звеньев, участвующих в продвижении энергии от генератора (источника), вырабатывающего энергию (продавца), к потребителям (покупателям) [42, с. 166].

Энергетический рынок можно определить как институт (механизм), обеспечивающий функционирование сферы обращения (обмена, купли/продажи) энергии, организованный по законам товарного производства.

При этом следует подчеркнуть, что деятельность указанных субъектов регулируется сходными (примерно одинаковыми) правилами между его участниками по поводу энергии (различных ее видов).

Энергетический рынок – это категория (экономико-правовая, коммерческая, вместе с тем и техническая, технологическая, ибо без знания и соблюдения технических и технологических норм и правил невозможно нормальное функционирование энергетических рынков), применяемая для характеристики отношений, возникающих в области купли-продажи, поставки энергии.

Поскольку энергия не существует без источника энергии, а также без носителя энергии, то, говоря об энергетических рынках, подразумевают не только энергию, что правильно применительно, например, к рынкам электрической энергии, но и рынки соответствующих энергоносителей (природных ресурсов, энергетических ресурсов – источников энергии: нефти, газа, угля, урана, древесины, возобновляемых источников энергии, гидроэнергетики и др.). Но, тем не менее, не надо путать рынки энергии и рынки энергоносителей, источников энергии, ибо это хотя и близкие, но не идентичные понятия, вследствие разных объектов правового регулирования. В первом случае энергия – материальный, но не вещественный объект; во втором случае – имущество (вещество) [42, с. 168].

С одной стороны, электроэнергия (равно как и другие виды энергии) представляет собой не энергетический материал, а продукт переработки (преобразования в процессе топливного цикла) такого материала, причем продукт, в котором вещественные свойства исходного материала утрачены вследствие преобразования в особое качество – способность выполнять некоторую работу

(мощность). Но, с другой стороны, энергетические материалы – уголь, газ, нефть и нефтепродукты, ядерные материалы и др. – действительно являются телесными вещами (неважно, твердыми, жидкими или газообразными).

Учитывая это обстоятельство, энергию нельзя считать вещью, поскольку она есть общая количественная мера различных форм движения материи.

Природные ресурсы, содержащие в себе потенциальную или действующую энергию, определяются как энергоносители – первичные источники энергии. Первичные источники энергии следует рассматривать как основные объекты, по поводу которых возникают предпринимательские отношения в энергетической сфере. Отдельно рассматривается и регулируется электрическая энергия, являющаяся вторичной, то есть вырабатываемой в результате использования первичных источников энергии [3, с. 375].

В силу привязки энергии к источникам энергии (и её носителям) выделяют наряду с общим понятием энергетических рынков, рынки отдельных источников энергии – нефтяной, газовый, рынок угля, гидроэнергетики, рынок энергии, получаемой их возобновляемых источников энергии и т.д. В отличие от других товаров ископаемые виды топлива (энергоносители) уникальны. Они обеспечивают большую часть энергии в мире, но представляют собой конечный ресурс.

Энергия извлекается из природных ресурсов, т. е. из вещества. Природные ресурсы изыскиваются, разведываются, добываются, транспортируются, перерабатываются, а затем используются. Между энергией и веществом существует взаимосвязь. Эта взаимосвязь представляет собой способ извлечения пользы из потенциальной энергии вещества, метод получения из вещества работы, которую мы сможем использовать.

Преобразование вещества в энергию происходит в процессе топливных циклов. Такая модель применима к нефти, природному газу, углю, ядерному топливу и некоторым другим ресурсам, знать которые, а также понимать порядок их использования необходимо при изучении рынков конкретных источников энергии.

Геологические, инженерные, финансовые, управленческие, сервисные и другие подходы к нефтегазовому энергетическому комплексу универсальны – чего

не скажешь о праве (законодательстве). Поэтому законы, регулирующие поиск и разведку, добычу и транспортировку, переработку и потребление энергетических минеральных природных ресурсов и продуктов их переработки должны все это отражать.

В общем виде энергетические ресурсы являются совокупностью источников энергии:

- нефть – это многоцелевой (универсальный) источник энергии, так как нефть является частью практически всех конечных энергетических продуктов;
- природный газ превратился из нежелательного сопровождающего продукта нефти в основной источник удовлетворения потребностей в энергии в конце XX – начале XXI вв. газы земли делятся на углеводородные, углекислые и азотистые;
- уголь – один из древнейших видов топлива, третий вид ископаемых источников, основной первичный источник энергии начала – середины XX в.;
- уран – энергетический ресурс, который является сырьем для ядерной цепной реакции [42].

Наиболее востребованным на сегодняшний день энергоносителем является нефть.

1.2 Становление мирового энергетического рынка

Человечество знает нефть достаточно давно: упоминания об использовании «черного золота», или «горного масла», в качестве строительного материала, лекарственного средства и средства ведения войны датируются несколькими веками до нашей эры. Нефтяная промышленность как отрасль мирового хозяйства сравнительно молода, формально ее основание относят к концу XIX в.

Первым месторождением было Ойл Крик на западе штата Пенсильвания. Оно разрабатывалось первой нефтедобывающей компанией «*Pennsylvania Rock Oil Co*», созданной в 1854 г. Первая шахта на Ойл Крик была пробурена в 1859 г. под руководством полковника Э. Дрейка. В то время из нефтепродуктов использовался

только керосин, первый завод по его обработке был построен в Нью-Йорке в 1865 г. Первая биржа «*Titusville oil exchange*» появилась в 1871 г. в штате Пенсильвания г. Тайтусвилл. В 1861 г. Дж. Рокфеллером была открыта компании «*Standard Oil Co*» в г. Кливленд, штат Огайо. Впоследствии, собственник этой нефтяной компании, захватил весь нефтяной рынок США [13, с. 160].

Россия пробурила первую скважину в городе Баку в 1848 г. Российский рынок нефти в мировой экономике состоял из компаний, организованных братьями Нобель и Ротшильд [2, с. 447].

Конец XIX в. в Англии ознаменовался открытием компании «*M. Samuel and Co*» предпринимателем М. Самуэлем. Впоследствии на базе этой компании была выстроена всемирно известная современная компания «*Shell*». Старт добычи нефти в Индонезии был дан в 1885 г. на острове Суматра под руководством *Royal Dutch*. Объединение крупных компаний *Royal Dutch* и *Shell* произошло в 1912 г., которые в дальнейшем стали крупнейшим нефтяным конгломератом [42, с. 166].

В начале XX в. крупнейшая на мировом рынке нефти компания «*Petroleos de Venezuela*» возникла из множества маленьких организаций, существующих в это время в Венесуэле.

В этот же период в Мексике Эвереттом ли Де Гойелом была открыта так называемая «мексиканская золотая линия», или цепь крупных нефтяных месторождений. Добыча и разработка нефтяных скважин началась в 1920 г. Позже они были объединены в «*Petroleos Mexicanos*», которая по настоящее время является одной из самых крупных в мире [13, с. 35].

В середине прошлого столетия на мировом нефтяном рынке господствовала группа компаний, получивших название «семь сестёр». Впоследствии к ним примкнула известнейшая французская нефтяная компания «*Compagnie Francaise du Petroli*». Вторая Мировая война подкосила рынок и даже на некоторое время приостановила добычу в крупнейших нефтяных державах. Однако после её окончания стремительно начала развиваться нефтяная добыча в восточных странах: Саудовская Аравия, Алжир, Индонезия, Кувейт, Ливия и т. д. Крупнейшее месторождение «Гавар» было открыто в Саудовской Аравии в 1947 г., а в 1960 г.

была создана группа компаний «*Organization of petroleum exported countries*» – ОПЕК – конкурент «семи сестёр» [20].

При комплексном анализе исторического развития рынка нефти целесообразно разделить на этапы процесс формирования современного рынка нефти по таким двум критериям, как:

1 Энергетический, который определяется исходя из роли нефти для мировой экономики, а также учитывает наличие товаров-заменителей [4, с. 35].

2 Институциональный (ценообразование), который определяется исходя из доминирующей на нефтяном рынке контрактной структуры, позиций крупнейших игроков, видов и методов ценообразования [7, с. 24].

С самого начала промышленной добычи нефть начала стремительно завоевывать свою нишу в общем энергобалансе, вытесняя отсюда уголь, который до освоения нефтяных месторождений являлся основным источником энергии для человечества.

Позже нефть стала сначала доминирующим энергоносителем, затем сдала свои позиции, частично уступив их газу, атомной энергии и возобновляемым источникам энергии (ВИЭ).

Такое расширение рамок анализа позволяет приблизить к реальности анализ изменения организационной структуры рынков и получить более емкие характеристики исследуемых процессов. Ниже представлены характеристики этапов развития нефтяного рынка.

Первый этап (1868–1915 гг.). Нефтяная отрасль на этом этапе характеризуется невысокой значимостью нефти для мирового энергообеспечения (нефть занимает около 7 % от мирового спроса на энергию). До начала массового производства автомобилей (1910-е гг.) нефтяные топлива использовались для освещения и котельно-печного топлива. В это время добыча нефти в значительных масштабах велась только в нескольких штатах США, причем охваченные «нефтяной лихорадкой» производители добывали ее в таких объемах, что нефть в это время стоила в некоторых регионах добычи «дешевле стакана воды» [14, с. 19].

Во время первого энергетического этапа нефтяного рынка протекал и первый институциональный этап его развития: рынок нефти формировался стихийно, в условиях абсолютной конкуренции, а избыточные объемы предложения при крайне ограниченном спросе сбрасывали цену на «черное золото» практически до нуля, торговля нефтью происходила в рамках краткосрочных контрактов. Тем не менее абсолютная «стихийность» нефтяного рынка продолжалась недолго.

Уже в 1870 г. Д. Рокфеллер скупил огромное число нефтеперегонных американских заводов, а затем поглотил в «*Standard Oil Co*» и большое число добычных комплексов, фактически организовав на американском нефтяном рынке монополию, определявшую как американские, так и мировые цены на нефть вплоть до 1914 г., пока компания не была распущена по решению антимонопольных регуляторов США [49, с. 29].

Второй этап (1915–1973 гг.). Технологическая революция, связанная с разработкой и широкомасштабным внедрением двигателей внутреннего сгорания, которые позволили массово использовать бензин, и переход британского, а затем и других крупнейших мировых флотов с угольных топок на мазутные, а к Первой мировой войне – изобретение дизель-генераторов, которые стимулировали освоение дизельного топлива в электроэнергетике, превратили весь XX в. в «эру нефти».

Казалось бы, стремительно возрастающий спрос на нефть (42 % в общем объеме мирового энергопотребления к концу периода) должен был привести к росту нефтяных цен, однако в это же время (в период с 1915–1973 гг.) происходило снижение затрат на добычу под влиянием НТП, когда каждый следующий баррель добычи стоил все дешевле и дешевле.

Фактически второй этап характеризовался как рынок олигополии нескольких компаний с отсутствующей рентой Хотеллинга [46, с. 137], которая могла бы взиматься как налоги и отчисления в бюджеты стран-производителей.

В этих условиях низкие цены на нефть стимулировали спрос на нефть, создавая современную «углеводородную зависимость» мировой экономики. Низкие цены того периода можно объяснить и тем фактом, что в них отсутствовала рента Хотеллинга и производителями взималась только дифференциальная рента Рикардо

[31, с. 66]. В то время отсутствовала адекватная и покрывающая затраты на получение энергии будущими поколениями система платежей за недропользование, которая через системы социальной нагрузки на бюджет и перераспределения нефтяных доходов могла бы рассматриваться как рента Хотеллинга. Таким образом, на рынке олигополистической конкуренции сама долгосрочная рыночная цена (медианная цена) установилась на уровне 10 долл. / барр.

С точки зрения ценообразования во время первого и второго этапов нефтяного рынка цены на нефть формируются по системе «издержки плюс», от странового рынка – к региональному, от совершенной конкуренции через монополию – к олигополии.

Мировые экономические процессы и изменения нефтяного рынка имеют взаимосвязанные тенденции. Особенно это стало проявляться в 70-е гг. XX в.

С 1973 г. на нефтяном рынке начался третий этап энергетического развития. Доля нефти в энергобалансе, до этого возраставшая значительными темпами, замедляет свой рост и начинает снижение до 31 % к концу 2010-х гг. Именно в этот период цена нефти, несмотря на падающие в относительных величинах темпы роста спроса, возрастает и начинает достигать своих исторических максимумов. Это связано с важнейшими институциональными изменениями, произошедшими на рынке в начале 1970-х гг. Страны-экспортеры (в первую очередь Ближнего Востока и Северной Африки) начинают вытеснение с собственных рынков зарубежных компаний, также начинают приниматься «модернизированные» концессии недропользования. Эти концессии обеспечивали через инструменты распределения государственных бюджетов в виде субсидий гражданам и другим (неэнергетическим) отраслям народного хозяйства рентные доходы от добычи нефти. Фактически изменение «правил игры», то есть формирование нормальной высокой платы за недропользование обусловило появление в цене нефти ренты Хотеллинга (когда внутренний спрос выше предела производственных мощностей страны). В то же время начинается истощение месторождений нефти в Северной Америке (одном из основных регионов-потребителей), а также глобализация мировых нефтяных рынков, возникает значительное число новых «центров» спроса

и потребления. Стоит также отметить, что к началу 1970-х гг. нефтяной рынок с точки зрения игроков не претерпел изменений – он оставался олигопольным, однако на смену «семи сестрам» пришли 13 стран ОПЕК [44]. Все это ознаменовало начало нового институционального этапа в развитии мирового рынка нефти.

На третьем этапе мы видим почти 10-кратный рост цены. Многие российские и зарубежные исследователи говорят о «геополитических» механизмах влияния на нефтяные цены в этот период [3, 5]. Однако следует выделить среди геополитических и внерыночных факторов два основных вида факторов по их влиянию:

- внерыночные факторы (фундаментальные), объективно изменяющие баланс спроса и предложения, к примеру: войны, глобальные катаклизмы и т. д., которые формируются вне самого рынка нефти, однако оказывают влияние на объемы спроса и предложения, что позволяет отнести их к внерыночным, но фундаментальным;

- внерыночные факторы (спекулятивные), субъективно изменяющие цены нефти в краткосрочном периоде, не влияя при этом на изменение спроса и предложение на реальном рынке. За период с 1973 г. по настоящее время влияние обеих групп этих факторов было весьма значительно (рисунок 1).

Начиная с 1971–1973 гг., ОПЕК вошла в силу – количество стран-участниц достигло двенадцати. В период Йом-кипурской войны и нефтяного эмбарго добыча нефти на Ближнем Востоке упала на 35 млн т (7 % от мировой добычи), при этом цена нефти выросла в 3,2 раза и вплоть до 1978 г. оставалась практически неизменной.

Следующим серьезным потрясением на рынке нефти стала Иранская революция, вследствие которой добыча нефти снизилась на 125 млн т. Более того, в 1980 г. Ирак вторгся в Иран, и добыча нефти снизилась на 325 млн т. В это время цена достигла рекордных 100 долл. / барр.

Именно в период с 1971–1980 гг. влияние ОПЕК на цену нефти стало максимальным. Стремительный рост цены обуславливался в первую очередь фундаментальным фактором – сокращением предложения. После 1980 г. на фоне высоких цен на нефть добыча в странах не-ОПЕК увеличилась на 300 млн т, при

этом, за счет введения технологий энергосбережения, начал тормозиться спрос на нефть. Таким образом, под влиянием понижающего изменения спроса и роста добычи цена нефти к 1986 г. снизилась до 30 долл. / барр. [49].



Рисунок 1 – Влияние важнейших событий на динамику мировых цен на нефть [49]

В 1986 г. стартовала фьючерсная торговля нефтью. С этого момента влияние на цену нефти стали оказывать и биржевые спекулянты.

Ценообразование на нефть характеризуется глобальной торговлей и встречной конкуренцией; начинает браться спекулятивная рента; под влиянием интересов растущего числа спекулянтов на финансовых рынках началось раскачивание реального нефтяного рынка, значение фундаментальных факторов стало снижаться.

Постепенная модернизация финансовой системы торговли нефтяными контрактами, допуск на рынок еще большего объема игроков и постепенное раскрытие для биржевых игроков информации о реальном положении дел в отрасли привели к переходу на 5-й институциональный этап развития нефтяного рынка.

События третьего этапа развития нефтяного рынка показывают, что за период с 1971 г. по настоящее время нефтяной рынок прошел через три формы ценообразования:

- картельная олигополия ОПЕК;
- рынок фьючерсной торговли;
- глобальные биржи, где объемы продаваемых и покупаемых нефтяных контрактов кратно превышают объемы реальной нефти на рынке.

За весь третий этап на нефтяном рынке цена формировалась под влиянием сразу трех рент: ренты Хотеллинга, ренты Рикардо и монопольной ренты ОПЕК (затем – спекулятивной ренты), которую в зависимости от положения дел на рынке получали либо покупатели (в этом случае цена нефти стабилизировалась на относительно низких уровнях), либо продавцы (цена нефти стабилизировалась на высоком уровне).

Совершенно очевидным становится тот факт, что в период доминирования на рынке ОПЕК (1971–1986 гг.) и речи быть не могло о формировании на рынке нефти рыночного равновесия спроса и предложения, учитывая формально олигополистический, а реально – монополистический характер конкуренции на рынке того периода.

С 1986 г., когда ОПЕК начала терять рыночную силу, а ценообразование на нефть перешло на высоколиквидные биржи, рыночные цены нефти сблизились с равновесными, но зачастую были ниже их, что привело к кризису недоинвестированности 1990-х гг., а также к обратному распределению спекулятивной ренты от производителей и собственников ресурса к потребителям. Кризис недоинвестированности и постепенное исчерпание легкодоступных источников нефти и привели к опережающему росту цен нефти после 2000 г.

После 2000-х гг., когда на биржу были пущены крупные ненефтяные игроки, впервые за всю историю мировой нефтедобычи наблюдается корреляция рыночной цены с объемом добычи, спросом и равновесной ценой [49]. Значительные объемы капитала резко повысили ликвидность существующих бирж, а резко возросшее количество сделок привело рынок «бумажной» нефти к состоянию равновесия,

которое достигалось только при усреднении цен до среднегодовых значений при значительных колебаниях в краткосрочном и среднесрочном периоде. Таким образом, нефть благодаря финансовым операциям стала «идеальным товаром».

Практически полное совпадение среднегодовых равновесных и рыночных цен стало наблюдаться на рынке только после кризиса 2008 г., когда при неизменных правилах игры были ограничены объемы фьючерсной торговли на рынке, а также усилен контроль над деятельностью финансовых спекулянтов.

С энергетической точки зрения на четвертом этапе доля нефти в общем энергобалансе снижается под воздействием межтопливной конкуренции. Появление товаров-субститутов говорит о начале нового энергетического этапа, где нефть вместо доминирующей позиции, наблюдавшейся последние сорок лет, занимает равную долю с газом и углем. Такая структура энергопотребления будет снижать ценность нефти как энергоносителя и формировать понижающее давление на ее стоимость.

Анализ баланса спроса и предложения на 2014 г. показывает, что мировое предложение жидких топлив превысило спрос более чем на 100 млн т, что фактически означало, что на начало 2015 г. на кривой предложения появился некоторый объем «бесплатной», уже произведенной нефти.

Еще одним сильным фундаментальным фактором, оказавшим существенное давление на цены нефти, оказалось снижение капитальных и операционных затрат, вызванное кризисными эффектами в мировой экономике. По данным *IHS Energy*, среднемировое снижение операционных затрат в 2015 г. по сравнению с 2014 г. составило более 5 %, капитальных – более 17 % [43].

Современный уровень цен недостаточен для нормального развития нефтяной отрасли, около половины добычи обеспечивается с покрытием только операционных и налоговых затрат, что фактически означает, что отрасль функционирует за счет понесенных в прошлые периоды инвестиций. Сохранение рыночных цен на отметке ниже равновесных в течение продолжительного времени способно привести к последующему их значительному росту, аналогичному тому, что произошел в начале 2000-х гг.

Подводя итоги всего вышесказанного, можно сделать некоторые выводы: по мере своего развития мировой рынок нефти трансформировался из односегментного (рынок физической нефти – спотовый рынок) в двухсегментный рынок (рынки физической и «бумажной» нефти – спотовый и срочный рынки). Рынок «бумажной» нефти зародился и стал формироваться в середине 1980-х гг. На сегодняшний день он многократно превышает по стоимости объемы рынка физических поставок.

1.3 Особенности современного ценообразования на энергетическом рынке

При рассмотрении обоснования рыночного ценообразования какого-либо сырьевого товара в рамках локального или международного контекста прежде всего стоит кратко описать общую теорию ценообразования на сырье с учетом специфики газа. Примечательно, например, что государство, как правило, более активно регулирует рынок и ценообразование в сегменте газа, чем нефти или угля, при этом распределение выгод от добычи газа обычно выходит за рамки традиционной уплаты ренты государству через налогообложение. Поскольку газовые рынки имеют более локальный и региональный характер (в значительной мере обусловленный тем, что газ дороже и сложнее транспортировать, хотя он является менее энергонасыщенным топливом, чем другие углеводороды), они в большей степени влияют на социальноэкономическую ситуацию в отдельной стране, при этом необходимость использования трубопроводов как наиболее распространенной формы транспортировки вызывает опасения относительно безопасности поставок и стратегического характера газовой инфраструктуры.

Система ценообразования менялась параллельно с эволюцией структуры нефтяного рынка. На смену «справочным» ценам, доминировавшим на первых этапах развития рынка, сначала пришли официальные отпускные цены стран ОПЕК, а затем биржевые котировки.

Сегодня ценообразование на рынке нефти привязано к котировкам нефтяных фьючерсов на маркерные сорта нефти, которые через системы дифференциалов дают цены на другие сорта [9, с. 71]. К маркерным сортам нефти относятся:

– сорт нефти *Brent* – смесь нефтей, добываемых на шельфовых месторождениях *Brent*, *Oseberg* и *Forties* между побережьями Норвегии и Шотландии (месторождения Северного моря); для торговли на *InterContinental Exchange Futures Europe (ICE Futures)*; *Brent* – основа для ценообразования около 40% всех мировых сортов нефти, в том числе и российской нефти *Urals*;

– американский сорт нефти *West Texas Intermediate (WTI)* – для торговли на *New York Mercantile Exchange (NYMEX)* – в основном используется для производства бензина и поэтому на данный тип нефти высокий спрос, в частности в США и Китае;

– сорт *Dubai* – маркерный сорт нефти, добываемый в Дубае (ОАЭ) и использующийся как эталон в установлении цены на другие марки экспортной нефти в регионе Персидского залива и АТР; сорт *Dubai* – один из немногих сортов, имеющих развитый спот – рынок [8, с. 107].

В таблице 1 представлены основные характеристики маркерных сортов нефти *WTI*, *Brent* и *Dubai*.

Таблица 1 – Характеристики маркерных сортов нефти [2]

Наименование	Месторождение	Плотность	Содержание серы
<i>Brent</i>	Северное море	38,6–39° API	0,37%
<i>WTI</i>	Западный Техас, США	40° API	0,4–0,5%
<i>Dubai</i>	Персидский Залив	31° API	2,13%

Каждая страна, имеющая свои месторождения нефти, обладает своим сортом. Основными показателями при делении нефти на сорта являются: плотность нефти и содержание серы. Нефть низкой плотности (легкая нефть) при первичной перегонке дает больший выход светлых фракций, поэтому такие сорта нефти ценятся выше. Сорта нефти, содержащие менее 0,5 % серы, называются малосернистыми (сладкие – *sweet*), они продаются с премией по отношению к высокосернистым сортам (содержание серы более 2,0–2,5 %, кислые – *sour*).

Таблица 2 – Основные российские сорта нефти [42]

Наименование	Месторождение	Плотность	Содержание серы
<i>Urals</i>	Западная Сибирь, Урал, Поволжье	31–32 ° API	1,2 %
<i>Siberian Light</i>	Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ	36,5 ° API	0,57 %
<i>Rebco</i>	Аналогично Urals		
<i>Sokol</i>	Проект «Сахалин-1»	37,9° API	0,23 %
<i>Espo</i>	Восточная Сибирь, Западная Сибирь	34,8° API	0,51–0,62 %
Витязь	Шельф Охотского моря	41,6 API	0,16 %

Россия экспортирует нефть под шестью марками, являющимися смесью различных сортов – *Urals*, *Siberian Light*, *Rebco*, *Sokol*, *Espo* и Витязь. В основном Россия поставляет на мировой рынок две марки нефти: *Urals* в западном направлении и *Espo* в восточном направлении. Характеристики российских экспортных сортов нефти представлены в таблице 2.

Данные таблицы показывают, что Россия обладает запасами малосернистой нефти низкой плотности, что говорит о ее высоком качестве.

Мировые цены на нефть определяются двумя ключевыми факторами – соотношением спроса и предложения, и динамикой издержек. Кроме того, на формирование мировой цены оказывают влияние: запасы нефти, политические события, динамика добычи и т. д. [35, с. 116]. Анализ основных факторов позволяет распределить их по группам в соответствии с характером влияния (рисунок 2).

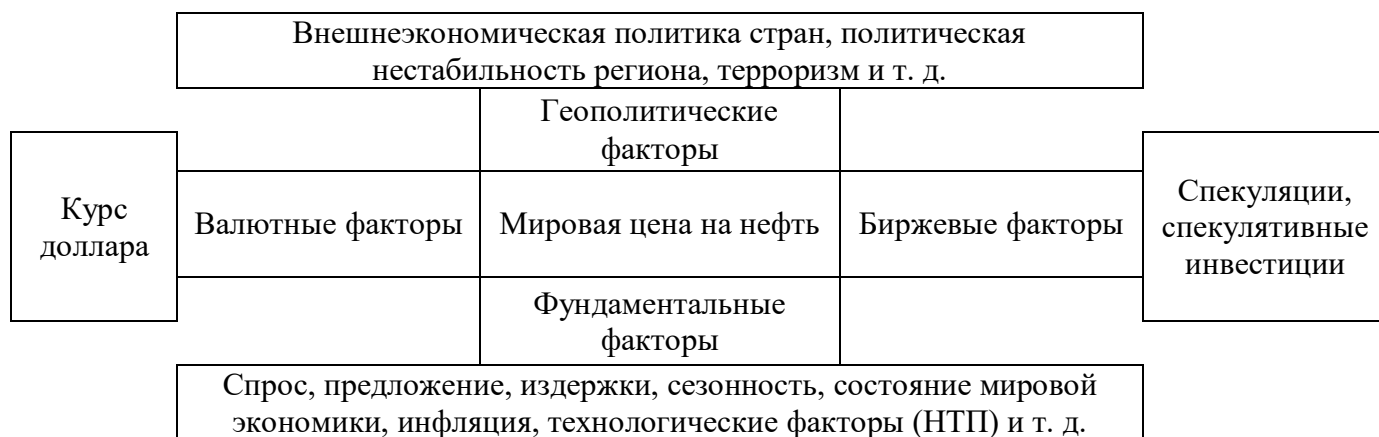


Рисунок 2 – Факторы волатильности мировых цен на нефть [35, с. 116]

Все представленные на рисунке 2 факторы взаимосвязаны и взаимозависимы. Предложение нефти на мировом рынке определяется спросом на нефтепродукты, геолого-технологическими факторами, отражающими размеры и геологические характеристики месторождений, государственной политикой нефтедобывающих стран, политикой стран – членов ОПЕК, уровнем мировых цен на нефть, рядом факторов случайного характера – военные действия в регионах добычи, ураганы, забастовки, международные санкции и др.

Спрос на нефть определяется темпами роста мировой экономики, нефтеемкостью экономики, климатическими условиями, уровнем эффективности энергопотребляющих технологий и относительной конкурентоспособностью других видов топлива. Нефтеемкость – это потребление нефти на единицу ВВП. Потребление нефти на душу населения определяется уровнем экономического развития страны, уровнем жизни населения, наличием собственных ресурсов нефти. В развитых странах уровень душевого потребления нефти значительно выше, чем в переходных и формирующихся экономиках. Существенное влияние на мировой спрос оказывает уровень мировых цен на нефть. Высокие цены на нефть сдерживают потребление и повышают конкурентоспособность по отношению к нефти других видов топлива, прежде всего газа.

Составным компонентом мирового спроса на нефть являются промышленные запасы нефти (запасы нефти в хранилищах), необходимые для обеспечения нормального функционирования системы реализации и переработки нефти. Высокий уровень данных запасов снижает мировые цены. Пониженный уровень запасов, наоборот, свидетельствует о высоком спросе на нефть – рост мировых цен на нефть. На спрос могут влиять также различные факторы случайного характера (возможность военных действий в регионах нефтедобычи может привести к ажиотажному спросу на нефть с целью пополнения ее коммерческих запасов). Мировая цена на нефть определяется на основе биржевых котировок.

Инвестиции – это долгосрочные вложения капитала с целью получения прибыли. Спекулятивные инвестиции – это покупка активов исключительно ради

возможного изменения цены в будущем. Спекуляция – это получение дохода за счёт разницы между ценами покупки и продажи.

Волатильность нефтяных цен – одна из самых высоких. Это делает нефтяные контракты чрезвычайно привлекательными инструментами для биржевых спекуляций. Нефть торгуется в долларах США, поэтому стоимость американской валюты – важнейший фактор для ценообразования на рынке нефти. Слишком дорогой доллар приведет к тому, что заключать контракты на покупку нефти будет невыгодно, дешевый же доллар, напротив, сделает удобной такую возможность. Если спрос и предложение на рынке нефти не меняется, курс доллара США по отношению к другим валютам растет, цена на нефть снижается, так как на дорогой доллар можно купить больше нефти.

Росту цен на нефть способствуют постоянные конфликты в нефтедобывающих регионах: постоянно неспокойно на Ближнем Востоке и в Нигерии. Каждое сообщение о военных действиях или новых атаках боевиков приводит к росту цен. На рынок нефти воздействуют и события, напрямую не относящиеся к районам нефтедобычи. Так, когда Северная Корея провела испытание ядерных боеголовок в 2007 г., это привело к взвинчиванию цен на рынке нефти, поскольку нефть как реальный товар востребована в моменты неопределенности [9, с. 75].

Значительное влияние на нефтяные котировки может оказывать ОПЕК – нефтяной картель, объединяющий основные страны, поставляющие нефть. Решения картеля по сокращению или, напротив, увеличению нефтедобычи могут оказать значительное влияние на предложение нефти на рынке и, соответственно, на ее цену.

Таким образом, мировой рынок нефти представляет собой очень сложную систему международных торгово-экономических отношений, требующую постоянного мониторинга всех ее составляющих. Спрос, предложение, уровень цен на нефть и другие показатели рынка не предсказуемы и подвержены влиянию различных факторов, часто имеющих не экономическую природу. Поэтому для точной оценки состояния рынка необходим как индивидуальный анализ факторов

волатильности, так и комплексный анализ степени и возможности влияния совокупности факторов на внутри- и внешнерыночные процессы.

Глава 2 Анализ современного состояния мирового энергетического рынка

2.1 Рынок нефти и газа

За последние годы мировой рынок нефти сильно изменился, что в свою очередь оказало влияние на мировую экономику. Спрос на нефть увеличивался каждый год, и цены росли.

При комплексном анализе исторического развития рынка нефти целесообразно разделить на этапы процесс формирования современного рынка нефти по таким двум критериям, как:

- энергетический, который определяется исходя из роли нефти для мировой экономики, а также учитывает наличие товаров-заменителей;
- институциональный, который определяется исходя из доминирующей на нефтяном рынке контрактной структуры, позиций крупнейших игроков, видов и методов ценообразования.

Такое расширение рамок анализа позволяет приблизить к реальности анализ изменения организационной структуры рынков и получить более емкие характеристики исследуемых процессов.

С самого начала промышленной добычи нефть начала стремительно завоевывать свою нишу в общем энергобалансе, вытесняя оттуда уголь, который до освоения нефтяных месторождений являлся основным источником энергии для человечества.

Позже нефть стала сначала доминирующим энергоносителем, затем сдала свои позиции, частично уступив их газу, атомной энергии и возобновляемым источникам энергии [2, с. 446].

Для 2015 – начала 2016 гг. характерен рекордный рост потребления нефти, который стал одной из причин рекордного роста цен на нефть в 2018 г. В целом, за пять лет, начиная с 2010 г. потребление нефти в мире выросло в 1,7 раза по сравнению с предыдущими годами.

Однако на развитие рынка нефти свои коррективы внесла пандемия COVID-19. В 1 квартале 2020 г. из-за распространения эпидемии коронавируса произошло резкое изменение положения на мировом рынке нефти. Падение цен на нефть до 20 долл. за 1 барр. и дисбаланс спроса и предложения потребовали заключения новой сделки между странами-производителями нефти.

Даже с учетом новой сделки ОПЕК+ сохраняется значительная неопределенность с динамикой мирового спроса в 2020–2021 гг., который будет зависеть от эффективности мер борьбы с эпидемией. Многие энергоемкие отрасли, такие как транспорт и туризм, останутся в сложной ситуации в течение большей части 2021 г., что будет препятствовать восстановлению мирового спроса на нефть. По прогнозу *The Economist Intelligence Unit*, мировое потребление нефти сократится на 8,5 % в 2020 г.

Цены на нефть сохранятся на текущем уровне около 40 долл. за 1 барр. при условии исполнения сделки ОПЕК+ и отсутствия непредвиденных изменений со стороны предложения.

В 2021 г. можно ожидать роста цен на нефть до 45 долл. за 1 барр., но мировая экономическая активность пока не способна обеспечить более устойчивый рост цен (рисунок 3).

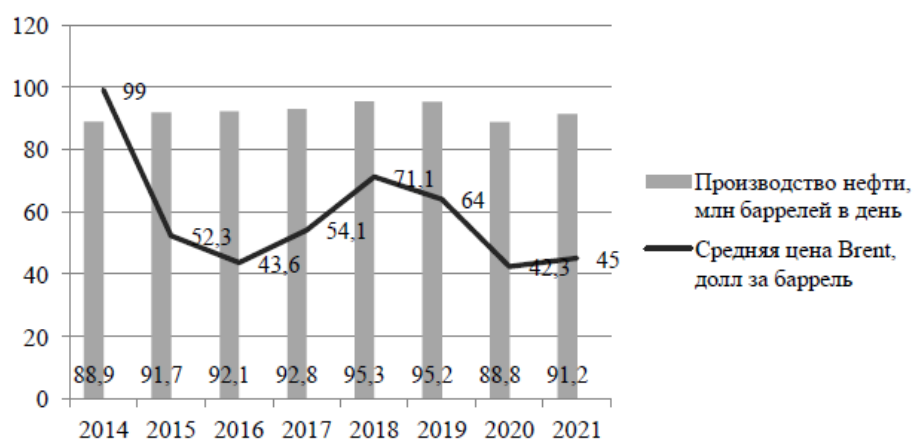


Рисунок 3 – Основные показатели мирового рынка нефти

Падение мирового потребления нефти из-за пандемии и принятие соглашения ОПЕК+ по ограничению добычи приведет к снижению расходов на нефтесервисные услуги.

Несмотря на то, что со стороны производителей в Северной Америке предложение начало снижаться, некоторые страны ОПЕК, главным образом Саудовская Аравия, расширили добычу по сравнению с мартовским уровнем. Одновременно с этим, Международное энергетическое агентство указывало, что спрос в апреле может снизиться по сравнению с прошлым годом на 29 млн барр. в день (что ниже уровня 1995 г.). Согласно майскому отчету *EIA* сокращение потребления нефти в апреле хотя и оказалось меньше прогнозируемого, составив 24 млн барр. в день относительно апреля 2019 г., оно все же привело рынок к драматическому уровню перепроизводства в размере 22,8 млн барр. в день.

Большинство крупных нефтегазовых операторов по итогам первого полугодия 2020 г. сообщили о снижении капитальных расходов на 20–30 % г/г. Для мирового рынка нефтесервиса это означает завершение трехлетнего периода роста с 2016 г. В 2020 г. объем рынка снизится до 335 млрд долл. (-19 % г/г) (рисунок 4).

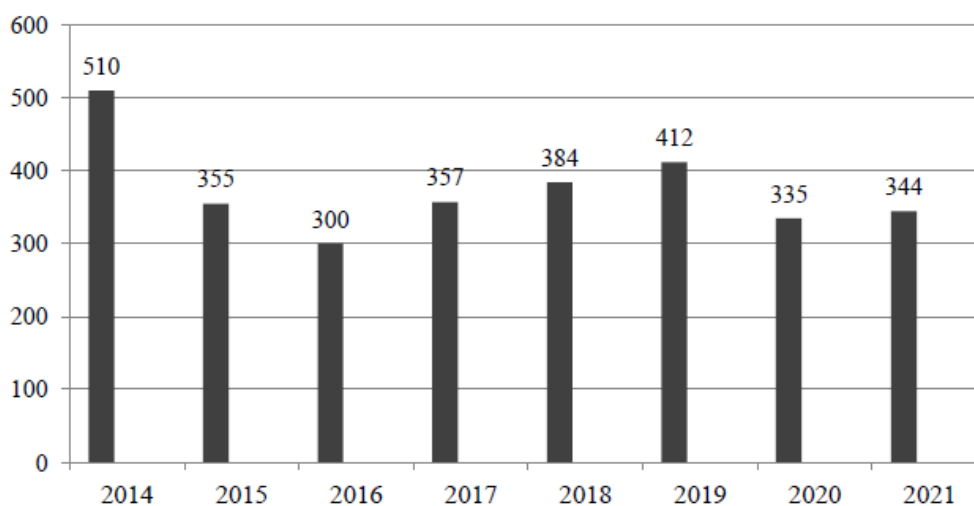


Рисунок 4 – Мировой рынок нефтесервиса, млрд долл. США

Крупнейшими региональными рынками останутся США и Канада (около 94 млрд долл. в 2020 г.), Азия и Индия (70 млрд долл.) и Ближний Восток (42 млрд долл.).

В России при изменении объема рынка в долларовом выражении наблюдались схожие тенденции с мировым рынком.

После снижения цен на нефть в 2015–2016 гг. в течение трех лет наблюдалось восстановление в среднем на 12 % в год. В 2019 г. объем рынка составил 23,7 млрд долл., в том числе 3,8 млрд долл. – геологоразведка на углеводородное сырье (рисунок 5).

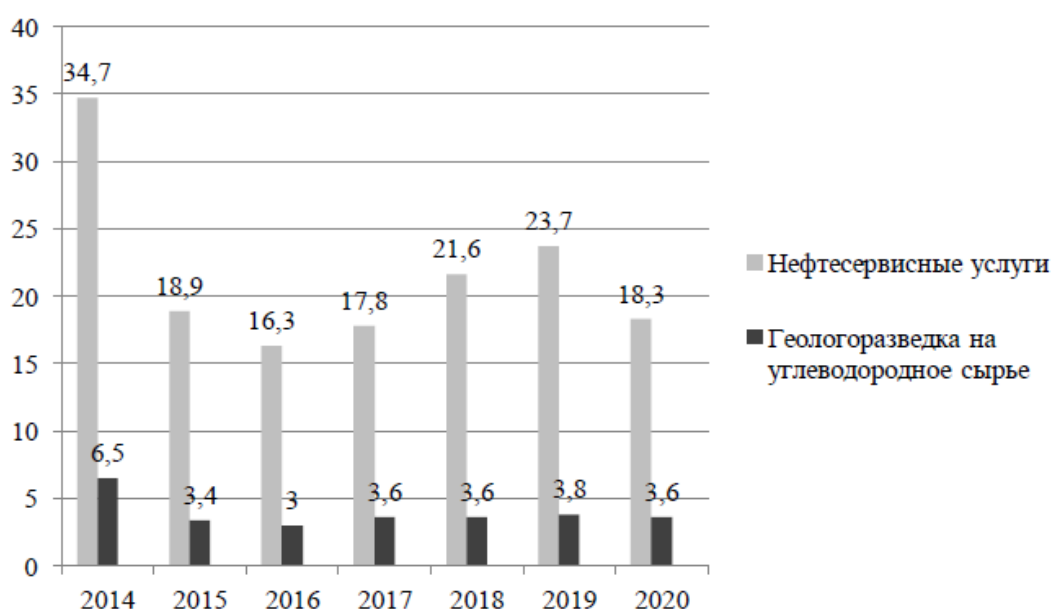


Рисунок 5 – Рынок нефтесервиса в РФ, млрд долл.

В первом полугодии 2020 г. среднее снижение капитальных расходов крупнейшими российскими нефтегазовыми компаниями составило 4,2 % г/г в рублевом эквиваленте, уменьшение операционных расходов – 10,6 % г/г. Но во втором полугодии 2020 г. ожидается адаптация программ капитальных расходов нефтегазовых компаний к ценам на нефть около 40 долл. за 1 барр., и ускорение сокращения в годовом выражении (рисунок 6).

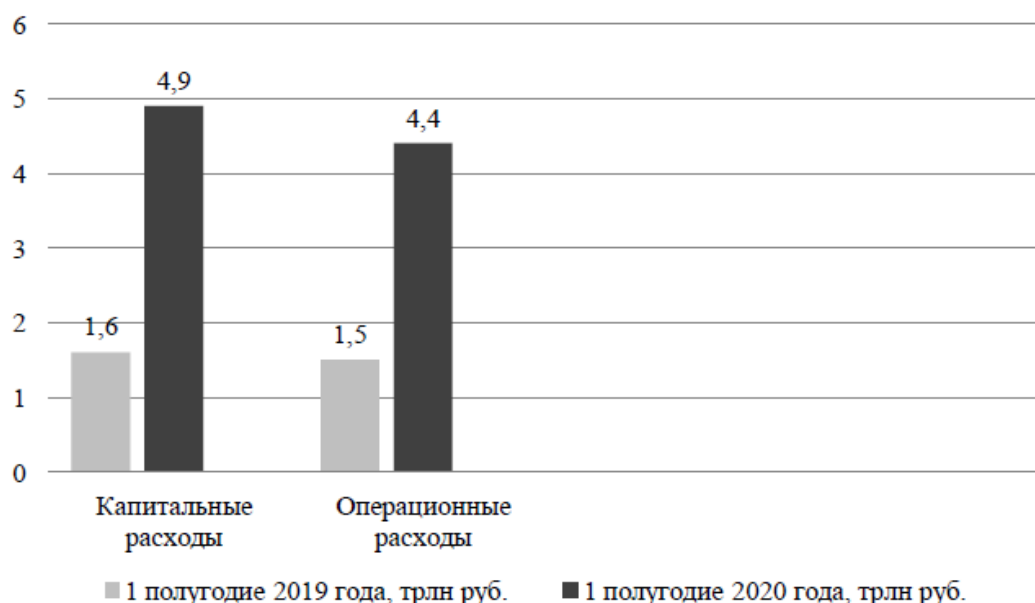


Рисунок 6 – Изменение капитальных и операционных расходов крупнейшими российскими нефтегазовыми компаниями, трлн руб.

Исходя из прогнозируемых компаниями сокращений финансирования, в 2020 г. российский рынок нефтесервисных услуг в долларовом выражении снизится на 20–25 % до 20,5–22,0 млрд долл. США. 10–15 % уменьшения произойдет за счет сокращения финансирования нефтегазовыми компаниями и 10 % – за счет изменения валютного курса.

Ключевыми сегментами нефтесервисного рынка являются бурение, ремонт скважин, геофизические исследования скважин и сопровождение бурения, а также сейсморазведка.

Суммарно эти виды работ составляют почти 90 % российского нефтесервисного рынка в 2019 г. в денежном выражении.

Изменение потребления нефти по итогам текущего года в существенной степени зависит от скорости снятия карантинных ограничений в связи с *COVID-19* в крупнейших странах мира по величине экономики.

Ключевое условие восстановления цен на рынке сегодня – это нормализация спроса. С одной стороны, некоторые страны представили планы по постепенному снятию ограничений, введенных в связи с пандемией коронавируса, а в Китае

потребление нефти начало расти уже в апреле после трех месяцев падения. Это способствовало оживлению нефтяного рынка в первой половине мая.

Мировой рынок природного газа работает совсем не так, как рынок нефти. Транспортабельность голубого топлива характеризуется существенно более низким уровнем, чем сырой нефти и нефтепродуктов. По этой причине, ресурсная база природного газа в международной торговле занимает меньший объем, чем ресурсная база нефти. Кроме этого, товарными потоками голубого топлива нет возможности управлять так же легко, как осуществлять переориентацию товарных потоков нефти. К примеру, российский газ продается в западноевропейские страны, но не в Японию, а голубое топливо из Индонезии в Японию, но не в западноевропейский регион. А в США пользуются исключительно природным газом, который добывается внутри государства, в Канаде и Мексике [46].

Рынок природного газа, по факту представлен двумя ветвями:

- рынком трубопроводного газа;
- рынком сжиженного природного газа (СПГ) [23].

О передаче природного газа по магистральным трубопроводам, постоянном возведении новых, и даже об авариях, которые редко происходят на газопроводах прекрасно известно из сообщений СМИ. Тем не менее, природный газ в «чистом виде» обладает большим количеством недостатков в сравнении со сжиженным природным газом, о котором информации намного меньше. Многие аналитики уверены, что будущее именно за СПГ.

Аномально теплая зима в Европе (средняя температура была на 3,4°C выше показателя за последние 30 лет) и последовавшее в марте закрытие европейских экономик по мере усиления пандемии *COVID-19* привело к резкому сокращению спроса на газ в ЕС (основном рынке сбыта российского газа). По итогам первых пяти месяцев спрос на природный газ в Европе сократился на 8 % г/г, или на 19 млрд куб. м. С учетом объема потребления газа в Европе в первом полугодии 2019 г. (265 млрд куб. м) объем потребления природного газа в первом полугодии 2020 г. оценивается в 240–243 млрд куб. м [29, с. 2135].

По итогам II квартала 2020 г. чистый совокупный импорт газа европейскими странами сократился на 12,5 % относительно объема за сопоставимый период предыдущего года и составил 83,9 млрд куб. м. В квартальном выражении объем чистого европейского импорта газа увеличился на 2,1 % после резкой просадки в I квартале. Квартальное сокращение в январе-марте 2020 г. составило 15,6 % (к показателю IV кв. 2019 г.), что стало наиболее существенным снижением начиная с III квартала 2016 г. В итоге цена газа на мировых рынках рухнула до уровней конца 1999 г. и после небольшого отскока в августе вновь вернулась на уровень менее 2 долл. США.

В стоимостном выражении импорт природного газа странами ЕС в первом полугодии 2020 г. составил 19,6 млрд долл., что на 39 % ниже показателя первого полугодия 2019 г. Во II квартале объем импорта сократился еще на 6,5 % кв/кв, до 9,5 млрд долл. – минимального значения за последние шесть лет.

В I квартале 2020 г., помимо вышеуказанных климатического и эпидемиологического факторов, цены на трубопроводный газ оказались под давлением растущих поставок сжиженного природного газа (СПГ), в первую очередь, из США (рисунок 7).

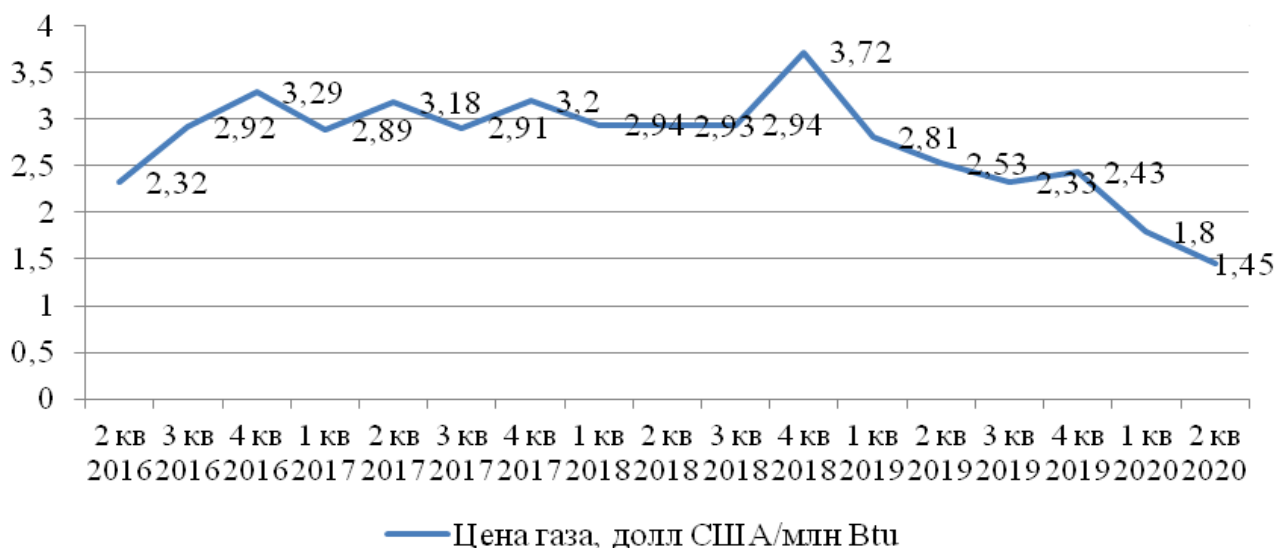


Рисунок 7 – Цена газа, долл. США

Объем европейского импорта СПГ вырос в I квартале 2020 г. на 3,5 % г/г, и его доля в совокупном импорте газа европейскими странами возросла до 28 %. Однако уже в апреле–мае спрос на СПГ в Европе сократился на 17,5 % г/г на фоне существенного роста запасов СПГ в европейских хранилищах. Тем не менее, СПГ продолжит отвоевывать долю рынка у природного газа на европейском рынке. Так, еще по итогам 2019 г. объем импорта СПГ странами ЕС вырос на 52 % г/г (при этом на 140 % в Великобритании и Голландии, и на 50 % в Испании) (рисунок 8).

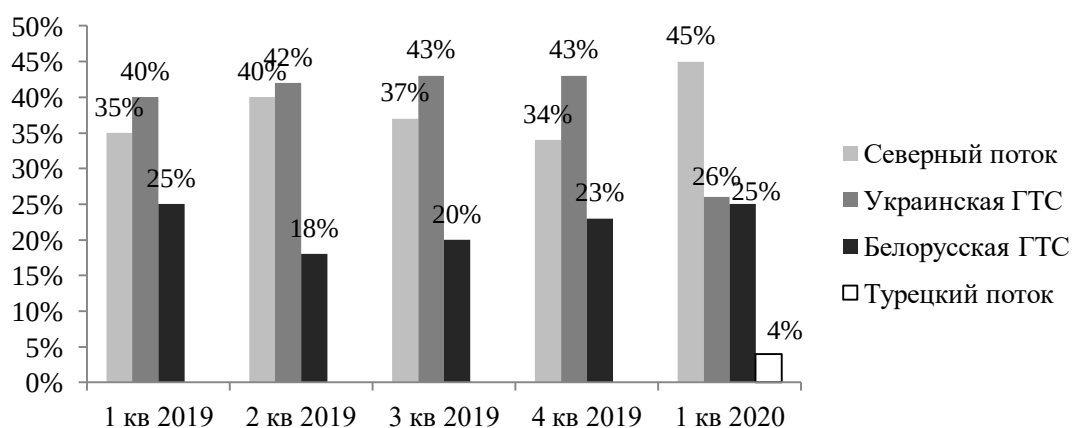


Рисунок 8 – Поставки газа из РФ, млрд куб. м

Китай лидирует по темпам роста потребления как природного, так и сжиженного газа. За последние пять лет страна нарастила потребление природного газа более чем в полтора раза, СПГ – в три раза. По итогам I квартала 2020 г. рост составил 1,6% г/г, в апреле динамика еще более повысилась (+3,8 % г/г) с дальнейшим замедлением до 1 % в мае на фоне сокращения индустриального спроса. Потребление природного газа в Индии за первые три месяца выросло на 10 % г/г. После апрельского провала ввиду введенных ограничений в мае рост потребления природного газа восстановился и составил 22 % м/м, или 0,5 % г/г. (рисунок 9).

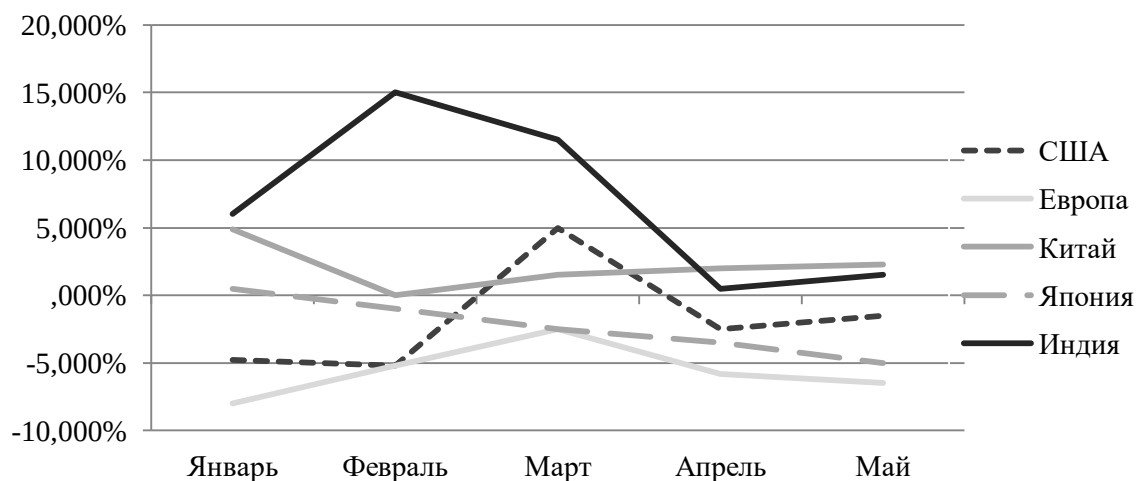


Рисунок 9 – Динамика спроса на газ в мире в январе-мае 2020 г., % г/г

Азиатские рынки значительно опережают западные по потреблению СПГ. Объем торговли СПГ в четырех крупнейших странах-потребителях (Индия, Китай, Япония, Корея) за последние пять лет вырос на треть (до 265 млрд куб. м), так же, как и объем потребления природного газа (до 531 млрд куб. м).

Глобальный спрос на природный газ в 2020 г. может сократиться на рекордные 4–5 % в годовом выражении (примерно на 150 млрд куб. м по сравнению с 2019 г.). Это будет первым столь масштабным снижением за последние 11 лет (в посткризисный 2009 г. объем потребления газа сократился на 2 % г/г). В секторе электрогенерации, на который приходится порядка 60 % совокупного мирового спроса на газ, объем его потребления сократится на 7 % г/г. Потребление газа в промышленном секторе, отвечающем за 25 % мирового спроса на газ, снизится на 5 % г/г. Цены уже в январе 2021 г. могут превысить 3 долл. США / млн *Btu*. Восстановление спроса на газ в 2021–2022 гг. будет в большей степени обусловлено ростом потребления крупнейшими азиатскими покупателями – Китаем и Индией.

На российском рынке газа порядка 70 % добычи обеспечивает «Газпром», оставшиеся 30 % приходятся на семь вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), а также на ряд независимых компаний. Ежемесячная добыча «Газпрома» снижалась в годовом выражении начиная с первого месяца текущего года, достигнув минимального значения в июне – 30 млрд куб. м. При этом совокупный объем добычи прочих ВИНК и независимых компаний относительно

прошлогодных уровней начал сокращаться лишь с апреля – в рамках 5 % г/г в последующие месяцы (рисунок 10).

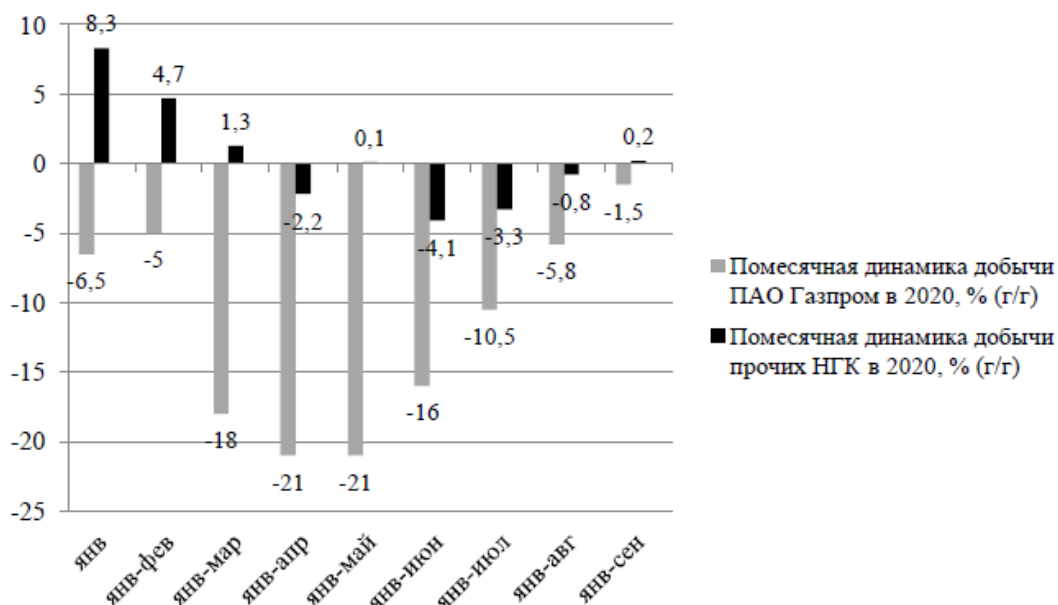


Рисунок 10 – Динамика добычи газа ПАО Газпром и НГК, % г/г

В месячном выражении динамика добычи у «Газпрома» и НГК также была не в пользу газового гиганта на протяжении большей части года. Так, если «Газпром» в январе-июне стабильно сокращал объем добычи по сравнению с предыдущими месяцами, то НГК в январе и марте удалось нарастить объемы производства газа (на 2,1 % и 5,7 % м/м соответственно), а в оставшиеся месяцы показать менее негативный ежемесячный тренд. Однако на протяжении трех последних месяцев «Газпрому» удастся опережающими темпами восстанавливать объемы добычи газа в месячном выражении по сравнению со средней динамикой у НГК (более 6–7 % м/м в июле-сентябре против замедляющегося месячного прироста добычи у НГК).

При позитивном сценарии российский рынок газа может вырасти на 5–5,5 % в 2021 г. и приблизиться к уровню 2019 г., а объем российского экспорта – на 19–20 % и полностью отыграть потери текущего года.

При развитии негативного сценария, подразумевающего стагнацию мирового спроса на газ, компании сектора будут вынуждены сокращать с 2021 г. размер

капитальных вложений во избежание дальнейшего ухудшения кредитного качества. Что, в свою очередь, затормозит развитие новых проектов и, как следствие, потенциальные денежные потоки от них. При таком сценарии ограниченный операционный поток не позволит компаниям финансировать инвестиции за собственный счет, а привлечение дополнительного долга повлечет за собой дальнейший рост долговой нагрузки, рост процентах платежей, дальнейшее снижение прибыли и сокращение дивидендов.

2.2 Рынок угля и атомной энергии

В современной энергетике медленно, но верно происходит масштабная рокировка: на смену ископаемым источникам энергии приходят ВИЭ. Неудивительно, что больше всего новый тренд отражается на угольной промышленности.

Китай традиционно в 2020 г. остается крупнейшим в мире потребителем черного топлива. В КНР одна тонна энергетического угля стоила 98 долл., упав на 18,7 %. При этом объемы добычи угля увеличились до 812 млн т (+0,3 %). Количество ввозимого в страну угля в целом упало на 1 % (74,63 млн т), однако коксующихся углей завезли на 36 % больше, чем в аналогичном периоде прошлого года (16,42 млн т). В свою очередь, в КНР за это время завезли 58,21 млн т энергетического угля – на 8 % меньше.

Кроме того, в Китае на 2 % выросла выработка тепловых электростанций, на 12 % – гидроэлектростанций, на 26 % – атомных электростанций, на 7 % – возобновляемых источников энергии. В Индии на 1,7 % увеличилась добыча угля – всего за данный период было получено 207 млн т. Кроме того, почти на 4 % выросла доля импорта – она составила 46,6 млн т.

Однако вместе с тем в стране резко выросли объемы запасов топлива. Если сравнивать показатели (16,6 млн т), то в целом к концу марта запасы угля в Индии выросли почти в два раза – до 30,9 млн т. В частности, крупнейшая угольная корпорация страны *Coal India* для прироста внутренних поставок намерена

увеличить производство угля до 880 млн т в год. А это означает снижение потребности в импортной продукции.

Кроме того, цена снизилась из-за климатического фактора – зима в европейских странах в этом году была теплая. Также немалую роль сыграло значительное сокращение потребления данного вида топлива в сторону ВИЭ. Выработка электроэнергии угольными электростанциями снизилась на 19 %. Соответственно, снизились и показатели угледобычи: наибольшее падение в первые полгода наблюдалось в Ирландии (79 %) и в Германии (22 %). В среднем стоимость энергетического угля в России (порт Восточный) снизилась до 94 долл. (-6,9 %). А объемы добычи увеличились на 2,2 % до 108,6 млн т. Причем 79 % приходится на энергетический уголь, а рост произошел главным образом за счет коксующихся марок, доля которых составила 21 % (рисунок 11).

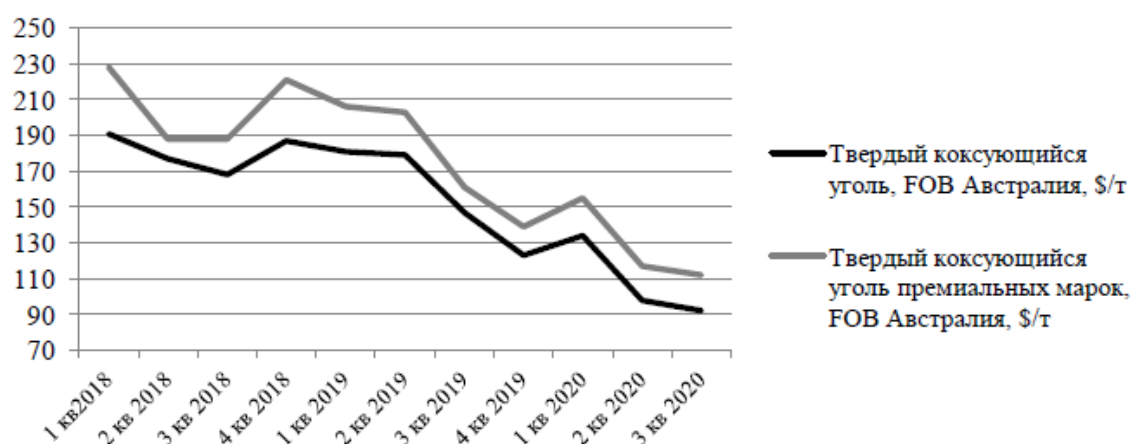


Рисунок 11 – Среднеквартальные котировки коксующегося угля, долл./т

Цены на коксующийся уголь в начале 2020 г. выросли на фоне высокого спроса из Китая, где из-за пандемии *COVID-19* на внутреннем рынке добыча и логистика были ограничены, решение Монголии закрыть границу с Китаем нарушило цепочки поставок, заставив китайских покупателей обратиться к морскому рынку, чтобы восполнить дефицит.

Однако уже в апреле цены на коксующийся уголь резко упали. В мае-июне держались ниже 110 долл. за т на премиальный и ниже 90 долл. за т на твердый коксующийся, после чего начали немного восстанавливаться, однако, не поддержанные рынком, вернулись к минимальным значениям.

Между тем в сентябре коксующийся уголь, напротив, резко подорожал, прибавив почти 25 % с начала месяца. Котировки на австралийский премиальный «твердый» материал, превышали уровень в 134 долл. за т, что стало наивысшей отметкой с начала апреля [37, с. 23].

В октябре-ноябре основное внимание участников было вновь нацелено на Китай. Как стало известно, власти Китая распорядились с 6 ноября прекратить закупки у Австралии по меньшей мере семи товарных категорий, включая уголь. Распоряжение о приостановке закупок было сделано в устной форме крупным трейдерам и потребителям.

Так, не имея доступа к австралийскому углю, китайские сталелитейные заводы вынуждены обращаться к альтернативным экспортерам – Канаде, США, Монголии, России. В результате чего цены на морской коксующийся уголь на условиях *CFR* Китай повсеместно выросли, в то время как цены на австралийский уголь на условиях *FOB* фиксируют снижение.

Ожидается, что с 2021 г. цены на коксующийся уголь начнут восстанавливаться с восстановлением производства стали. Китайский спрос остается ключевым риском для прогноза цен на коксующийся уголь, из-за огромного размера внутреннего рынка угля и сохраняющейся неопределенности относительно политики в отношении импорта. Другой ключевой неопределенностью спроса является темп восстановления экономики второго по величине импортера коксующегося угля – Индии, а также европейских стран, вернувшихся к частичным локдаунам в целях обуздания *COVID-19*.

Что касается рынка угля в России, то в ближайшей перспективе отрасль столкнется с дополнительными ограничениями на внешнем рынке в силу политики перехода многих стран на использование альтернативных, более экологичных источников энергии, ужесточения экологических требований и введения

«углеродного налога». Данное обстоятельство приведет к существенному сокращению емкости мирового рынка и повышению конкуренции среди угледобывающих компаний. Перспективы развития угольной промышленности связаны, в том числе, с созданием новых центров угледобычи, предполагающим освоение угольных месторождений в новых малоосвоенных регионах, имеющих перспективные в плане отработки запасы угля с благоприятными условиями залегания, среди которых Эльгинское, Межэгейское и Элегестское месторождения, месторождения Чикойской впадины и Апсатское, Менчерепское, Усинское.

Мировая атомная энергетика за более чем 70 лет своего развития прошла путь от экспериментального способа генерации электроэнергии до значимой отрасли мирового рынка энергоресурсов. Несмотря на неравномерные темпы развития мировой атомной промышленности и частичное сокращение ядерных программ из-за аварий на Чернобыльской АЭС и Фукусиме, атомная энергетика может показать устойчивый рост. Это станет возможным за счет постоянного технологического совершенствования работы АЭС и устойчивому росту энергопотребления [46].

В мировом потреблении первичной энергии доля атомной энергии в 2019 г., по данным ВР, составила 4,3 %, в выработке электроэнергии – 10,4 %. Всего на атомных станциях в мире произведено 2 796 млрд кВт·ч электроэнергии, при этом уровень 2010 г. был превышен в 2019 г. впервые после аварии на АЭС в Японии в 2011 г. За все время существования атомной энергетики пик выработки на АЭС в мире – 2803 млрд кВт·ч – был достигнут в 2006 г.

По итогам 2019 г. странами-лидерами по объемам генерации на АЭС остаются США и Франция. За последнее десятилетие существенно нарастил производство «атомной» энергии Китай, который теперь занимает 3-е место, Россия – на 4-й позиции. Япония с 2015 г. возобновила выработку электроэнергии на АЭС, однако текущий уровень выработки в стране более чем в четыре раза ниже показателя 2010 г. Германия после аварии на АЭС «Фукусима-1» объявила курс на постепенное прекращение эксплуатации атомных станций: по итогам 2019 г. выработка на них сократилась на 46,6 % по сравнению с 2010 г.

По прогнозам ВР к 2050 г. в мире ожидается рост производства электроэнергии на АЭС, который, однако, будет сильно варьироваться в зависимости от сценария: от +42 % к 2018 г. в сценарии *Business-as-usual* до +164 % в сценарии *Net Zero*¹. МЭА также прогнозирует прирост данного показателя на 28–62 % к 2040 г. и на 50–100 % к 2070 г. При этом структура производства в разрезе крупнейших производителей также существенно различается в зависимости от сценария. ВР ожидает, что в развитых странах рост выработки электроэнергии с использованием атомной энергии будет замедляться или она будет вовсе сокращаться, основной прирост производства электроэнергии на АЭС прогнозируется за счет развивающихся азиатских стран, в первую очередь Китая и Индии. В США и странах ЕС в случае реализации сценария «*Net Zero*» выработка электроэнергии на АЭС вырастет к 2050 г., однако в рамках двух других сценариев в этих регионах ожидается сокращение выработки.

Увеличение доли производства электроэнергии на АЭС может позволить странам сократить выбросы парниковых газов в энергетике, однако атомная энергетика несет риски радиоактивного загрязнения в результате аварий. Проекты по строительству АЭС сопряжены с высокими затратами и имеют длительный инвестиционный цикл. В этом отношении атомная энергетика уступает ВИЭ, однако позволяет стабильно обеспечивать высокий уровень нагрузки. Решение о сокращении генерации на основе атомной энергии после аварии на АЭС «Фукусима-1» в 2011 г. приняли ряд развитых стран (в том числе Германия, Франция, Испания) [58, с. 241].

Например, Франция, у которой доля атомной энергетики в электробалансе составляет более 70 %, планирует сократить ее до 50 % к 2035 г. Несмотря на существующие риски, атомная энергетика (как низкоуглеродная) является перспективной с точки зрения достижения целей климатической политики, предусмотренных Парижским соглашением по климату. В ЕС в рамках представленной в декабре 2019 г. «зеленой сделки» также допускается использование странами – членами атомной энергетики как части национального энергобаланса. Многие развивающиеся страны рассматривают возможность

строительства АЭС, которые могут обеспечить производство сравнительно дешевой электроэнергии, что является важным фактором для экономик с растущим энергопотреблением [53, с. 76].

Атомная энергетика играет значимую роль в балансе электрической энергии России. В 2019 г. выработка электроэнергии на АЭС составила 19 % от суммарной выработки по стране (в США – также 19 %, во Франции – почти 72 %, в Китае – менее 5 %), при этом мощность электростанций на ядерном топливе составляет 12 % от совокупной мощности всех генерирующих установок в России. За последние 10 лет выработка электроэнергии на атомных станциях выросла на 22,5 % при сопоставимом росте мощностей АЭС (+24,9 % к 2010 г.), причем с 2014 г. величина выработки каждый год становилась рекордной за весь предыдущий период работы отрасли (рисунок 12).

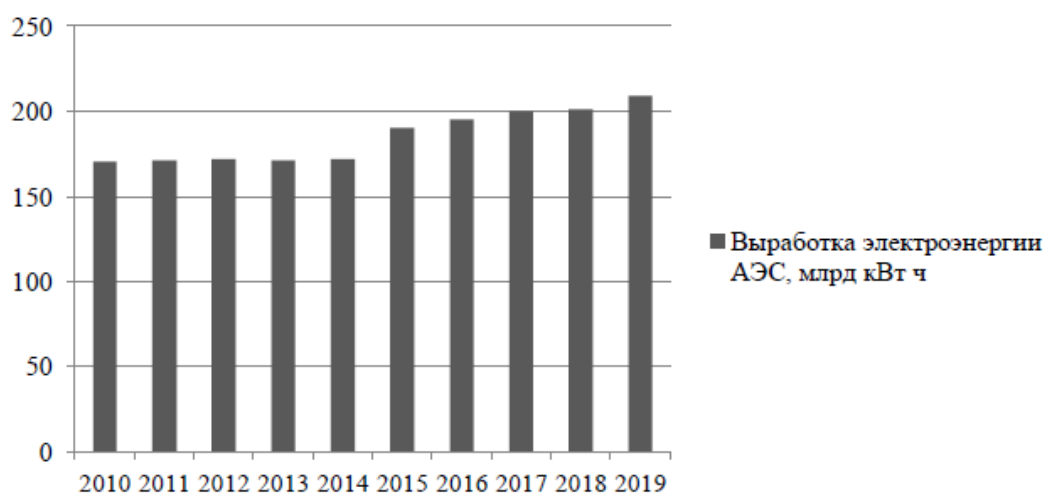


Рисунок 12 – Выработка электроэнергии на АЭС в России, млрд кВт ч

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. предполагает участие АЭС нового поколения («3+») в регулировании неравномерности суточных графиков нагрузки, а также повышение доли АЭС поколения «3+» и модернизированных действующих энергоблоков в установленной мощности атомной генерации страны с 13 % в 2018 г. до 40 % к

2035 г. В мае 2020 г. АО «Концерн Росэнергоатом» успешно провел эксперимент по применению режима маневрирования мощностью на 6-м энергоблоке Нововоронежской АЭС. Маневрирование потенциально снижает КИУМ атомной генерации, однако может увеличить прибыль АЭС, так как работа в базовом режиме оплачивается по минимальному тарифу (рисунок 13).

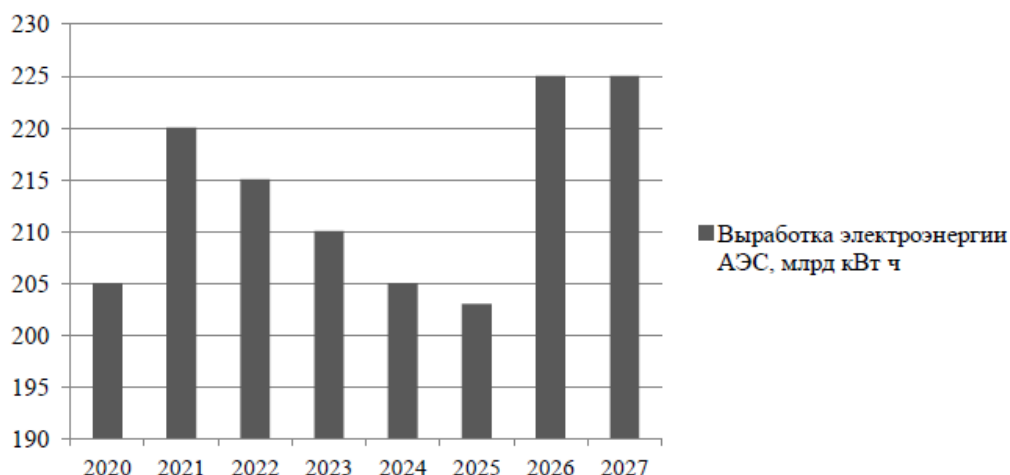


Рисунок 13 – Прогнозные планы развития АЭС в России, млрд кВт ч

К 2027 г. за счет строительства новых энергоблоков планируется сохранение мощности действующих АЭС на уровне 29,7 гВт с учетом вывода из эксплуатации 8 ГВт мощности энергоблоков, выработавших ресурс. Как отмечается в ЭС–2035, к основным проблемам и рискам развития атомной энергетики России также относится низкая доля рентабельных запасов урана в России (около 7 %).

2.3 Рынок гидроэлектроэнергии и биотоплива

В настоящее время 19 % энергии, производимой на международном уровне, поступает из возобновляемых источников. Из этого количества примерно 84 % вырабатывается гидроэлектростанциями (ГЭС). Всего гидроэлектроэнергия (называемая также «водной») составляет 1/6 от всей электрической энергии, генерируемой на планете.

Гидроэнергетика обладает неоспоримыми преимуществами:

- чистота электроэнергии. Она вырабатывается при абсолютном отсутствии вредных выбросов;
- возможность строительства мощных электростанций при соответствующих природных условиях;
- гибкость производства. Система плотин позволяет регулировать интенсивность потока воды и конечную выработку электроэнергии. Электростанции легко адаптируются к уровню энергопотребления;
- высокая безопасность. Так как ГЭС не используют ископаемое или ядерное топливо, внутри этих станций нет риска взрыва с тяжелыми последствиями.

Недостатки гидроэнергетики:

- высокий уровень инвестиций в строительство;
- неблагоприятное воздействие на окружающую природу. Возведение гидроэлектростанций плотинного типа нарушает естественную экосистему, так как затапливаются огромные участки суши. Строительство вблизи ГЭС линий электропередачи, новых дорог, прокладка кабелей также оказывает влияние на ландшафт;
- необходимость иметь адекватные природные условия: значительный перепад воды в реках, выраженные приливные явления. Большинство мест, пригодных для строительства мощных гидроэлектростанций, уже использованы;
- в отдельных районах имеется риск засухи. Длительное отсутствие осадков не очень предсказуемо, иногда может привести к полному прекращению выработки электроэнергии и способно вызвать проблемы в энергосистеме [66, с. 400].

В мире двумя самыми крупными ГЭС являются:

- Итайпу, расположенная на границе между Бразилией и Парагваем, с высотой падения воды 195 м, максимальной выходной мощностью 14 тыс. мВт (20 турбогенераторов мощностью 700 мВт каждый);
- «Три ущелья» на реке Янцзы в Китае с перепадом воды 185 м и максимальной установленной мощностью 22,5 тыс мВт.

Крупнейшая аккумулирующая электростанция в РФ – Загорская ГАЭС. Она также присутствует среди 10 мировых самых мощных станций подобного типа.

Крупнейшие объекты.

Саяно-Шушенская ГЭС. Расположена в Хакасии, на Енисее. Является самой крупной в России. Снабжает электрической энергией промышленные и гражданские объекты, самые энергоемкие из которых – это два алюминиевых завода (Саянский, Хакасский) и Абаканвагонмаш, предприятие по добыче угля и железной руды.

Красноярская ГЭС Наряду с Саяно-Шушенской и Майнской гидроэлектростанцией образует каскад ГЭС на Енисее, являясь его заключительной ступенью. ГЭС является основным генерирующим электроэнергию предприятием Красноярского края, играет ключевую роль в объединенной энергетической системе Сибири. На ГЭС продолжается масштабная техническая реконструкция, уже позволившая значительно повысить эффективность работы оборудования.

Братская ГЭС. Располагается на Ангаре, в Восточной Сибири. Несмотря на то что по установленной мощности она уступает Саяно-Шушенской и Красноярской гидроэлектростанциям, по годовой выработке электроэнергии Братская ГЭС стоит вровень с ними, а в некоторые годы и превосходит. Водохранилище ГЭС является самым крупным в РФ и позволяет эффективно регулировать сток воды: в годы с большим количеством осадков происходит его заполнение, а в засушливые времена – срабатывание.

Усть-Илимская ГЭС. Третья ступень ангарского каскада гидроэлектростанций вырабатывает 1/3 всей электроэнергии Иркутской области. Основные потребители – алюминиевые заводы и предприятия лесохимии.

Богучанская ГЭС. Является составляющей частью ангарского каскада, образует его четвертую ступень. Гидроэлектростанция относится к объектам, строительство которых шло продолжительное время. Несмотря на то что ее возведение началось в 1974 г., ввод в эксплуатацию состоялся только в 2012–2015 гг.

Волжская ГЭС. Это самая крупная ГЭС на европейском континенте, в начале 1960-х гг. была мощнейшей в мире. Находится на Волге, недалеко от Волгограда. Является важным звеном, гарантирующим надежность работы ЕЭС РФ, а ее водохранилище играет ключевую роль в обеспечении водой засушливых районов юга России, в том числе оросительных систем и создании условий для пропуска крупнотоннажных судов.

Жигулевская ГЭС. Гидроэлектростанция расположена на реке Волге, недалеко от города Тольятти, уступает по мощности только Волжской. Водохранилище Жигулевской ГЭС имеет определяющее значение среди всех объектов каскада электростанций на Волге для регулирования стока воды, так как обладает самыми крупными размерами в Европе. Благодаря Куйбышевскому водохранилищу обеспечиваются комфортные навигационные глубины, и вода поступает в оросительные системы по мере необходимости.

Бурейская ГЭС. Мощнейшая на Дальнем Востоке ГЭС была полностью сдана в эксплуатацию в 2014 г. и разрешила ряд региональных проблем:

- помогла повысить надежность снабжения электричеством;
- увеличила экспортные возможности (основное направление – Китай);
- исключила необходимость строительства электростанций, работающих на ископаемом топливе, следовательно, отпала необходимость в его завозе, окружающая атмосфера будет освобождена от продуктов сгорания угля;
- обеспечила защиту от паводков.

Саратовская ГЭС. Предпоследняя ступень в Волжско-Камском каскаде гидроэлектростанций. Построена в городе Балаково Саратовской области. Если до ее ввода в эксплуатацию этот регион испытывал дефицит электроэнергии, то после стал энергоизбыточным.

Чебоксарская ГЭС. Находится в Чувашии. Возведена последней из всех ГЭС на Волге, считается, что ее строительство до сих пор не завершено, хотя предприятие начало выдавать электроэнергию в сеть с 1981 г. ГЭС используется только на 60 % от проектной мощности. Основная проблема – агрегаты работают на напоре ниже проектного.

Загорская ГАЭС. Из двух функционирующих в России гидроаккумулирующих электростанций Загорская – крупнейшая, причем после ввода в эксплуатацию второй очереди она будет самой мощной в Московской области.

Загорская ГАЭС играет важную роль. Она не только в значительной мере обеспечивает потребности в электроэнергии Московского региона, но и является инструментом гибкого реагирования на аварии в энергосистеме путем оперативного ввода в работу резервных генераторов. Другая важная функция ГАЭС – возможность выдачи электрической энергии в сеть в период пиковых нагрузок в системе (утром и вечером) и энергопотребления из сети, используемого на перекачку воды ночью, когда общая нагрузка резко падает и высвобождаются избыточные мощности [68].

В 2020 г. российская энергетика испытала самый глубокий спад производства за последнее десятилетие. По данным Росстата, в январе–сентябре 2020 г. производство электроэнергии в России сократилось по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 3,3 % или на 27,2 млрд кВт ч до 543,6 млрд кВт ч. Более глубокий спад производства в последний раз наблюдался только в кризисном 2009 г.

Снижение производства произошло из-за сокращения внутреннего потребления и экспорта.

Экспорт электроэнергии из России, согласно данным Федеральной таможенной службы (ФТС), за девять месяцев 2020 г. снизился в годовом сравнении на 45,8 % до 7782,3 млн кВт ч. В последний раз более низкий экспорт наблюдался в январе–сентябре 1994 г.

Финансовое состояние предприятий отрасли также ухудшилось в отчетном периоде. По данным Росстата, сальдированный финансовый результат в секторе «производство, передача и распределение электроэнергии» в январе–сентябре 2020 г. снизился в годовом сравнении на 12,3 % до 463,2 млрд руб. Снижение прибыли обусловлено сокращением выработки электроэнергии, а также падением цен на оптовом рынке.

Однако не у всех операторов энергетического рынка ситуация ухудшилась. У некоторых из них производственные и финансовые показатели не только не снизились, но выросли до рекордных значений. Из-за благоприятных гидрологических условий и повышенной водности водохранилищ производство электроэнергии на российских ГЭС увеличилось за девять месяцев текущего года на 12,5 % до рекордного уровня 160,8 млрд кВт ч. Впервые в новейшей истории доля ГЭС в общей выработке электроэнергии превысила 20 % [67].

Также улучшились финансовые показатели у производителей гидроэлектроэнергии. Чистая прибыль компании «РусГидро» увеличилась в январе-сентябре на 29 % до 29,9 млрд руб. При этом показатель *EBITDA* по российским стандартам бухгалтерской отчетности увеличился на 23 % до 72,4 млрд руб., что стало самым высоким в истории компании показателем за сопоставимый период.

На этом фоне контрастно выделяются результаты производителей тепловой электроэнергии. Выработка на ТЭС снизилась по сравнению с девятью месяцами прошлого года на 8,9 % до 471,0 млрд кВт ч, что стало минимальным значением с января-сентября 2009 г. Самый глубокий спад производства на ТЭС произошел во втором квартале – на 16,5 % в годовом сравнении, когда внутренний спрос резко снизился из-за карантинных ограничений. В первом и третьем кварталах снижение было значительно меньшим – на 6,1 % и 4,5 %, соответственно. Помимо сокращения спроса на результат повлияли диспетчерские ограничения – перераспределение нагрузки в пользу ГЭС.

Нехватка энергоресурсов, высокие цены на традиционные виды топлива и борьба за экологию подталкивают человечество к использованию альтернативных источников энергии, поэтому биотопливо завоевывает популярность во многих странах.

Согласно данным исследования «Рынок биотоплива в Европе: исследование и прогноз до 2023 г.», подготовленного маркетинговым агентством *ROIF Expert*, рынок биотоплива в Европе, характеризовавшийся ростом объемов потребления на

протяжении нескольких лет, в 2019 г. достиг рекордного значения, показав прирост 7,6 % к показателю прошлого года.

Производственные показатели по выпуску биотоплива в Европе в 2019 г. характеризуются увеличением на 4,1 %, но в связи с провалом на 7,3 % в прошлом году, показатели текущего периода находятся на уровне 2015–2016 гг. и составляют 13,5 млн т.

С точки зрения глобального устойчивого развития, главное преимущество биотоплива в том, что это возобновляемый ресурс. Кроме того, использование биотоплива нейтрально по выбросам CO₂. В отличие от ветроэнергетики, дополнительная инфраструктура, необходимая для производства и использования биотоплива, минимальна.

Системные преимущества биотоплива и поддержка этого направления обеспечили, начиная с 2000 г., быстрый рост производства моторного биотоплива – биоэтанола и биодизеля (рисунок 14).

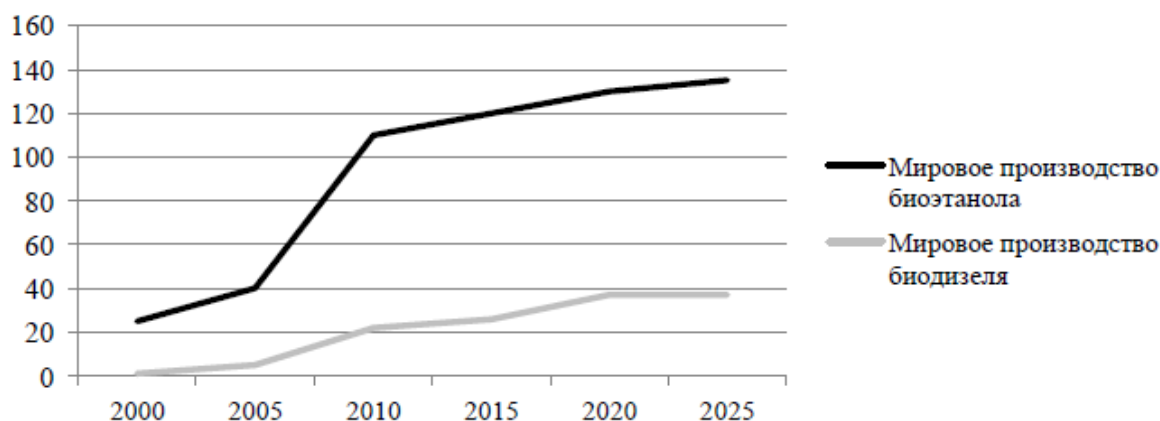


Рисунок 14 – Динамика и прогноз мирового производства моторного биотоплива – биоэтанола и биодизеля, млрд л.

В дальнейшем прогнозируется снижение темпов роста производства биотоплива. Главные факторы, обуславливающие этот тренд:

- сокращение программ поддержки и рост конкурентоспособности традиционного минерального топлива;

- ожидание широкого внедрения гибридных и полностью электрических решений на транспорте;
- переориентация производства с биотоплива на продукты питания;

Общая доля биотоплива в мировом потреблении энергии – 14 %, из них только 4 % приходится на современные виды – биоэтанол, биодизель, топливные pellets. Остальное – это традиционные дрова, древесный уголь и др. В некоторых регионах, к примеру, Центральной Африке, доля традиционного биотоплива в общем энергетическом балансе превышает 60 %, а в странах Юго-Восточной Азии остается на уровне 20–25 %. Для сравнения, доля таких источников энергии в Европе составляет лишь 0,3 %, в США – стремится к 0.

Мировым лидером по использованию биологических источников энергии является Швеция. Доля различного биотоплива в общем объеме производства энергии составляет около 35 %. Из них более трети – промышленное использование.

Для России использование мирового опыта развития производства энергии на основе биологического сырья, биотоплива позволяет существенно расширить рынок сбыта и возможности сельскохозяйственного производства, увеличить рентабельность АПК [66, с. 405].

Биоэнергетика – крупномасштабное производство, в котором ключевую роль играет доступ к пахотным землям. Здесь у России очень сильная конкурентная позиция. Важную роль также играет развитие связанных технологий – микробиологические производства для биоэтанола, совместное сжигание для использования отходов сельского хозяйства в производстве энергии и др. Это эффективный инструмент развития целого кластера инновационных технологий, ориентированных как на внутренний, так и мировой рынки.

Рост производственных показателей последних лет как в электрогенерации, так и в производстве тепловой энергии обеспечили практически все виды биотоплива, среди которых в абсолютных величинах основной вклад (около 75 % прироста в 2008–2018 гг.) внесло твердое биотопливо (рисунок 15). В относительных величинах в приросте производства электроэнергии лидировало

жидкое биотопливо (рост в 3,5 раза в 2008–2018 гг.), в теплогенерации – биогаз (рост в 4,5 раза).

Вынужденные меры борьбы с распространением *COVID-19*, оказавшие влияние на предприятия в самых различных отраслях, негативно сказались на секторе биоэнергетики во всем мире.

В экспертном сообществе видят немалый потенциал дальнейшего развития биоэнергетики. По прогнозам МЭА, выработка электроэнергии от сжигания биотоплива в 2040 г. в зависимости от сценария может увеличиться в 2–3,5 раза к уровню 2018 г. При этом темпы роста использования биотоплива в производстве тепловой энергии до 2040 г. будут составлять меньшую величину (рост до 1,5 раз), чем в электроэнергетике.

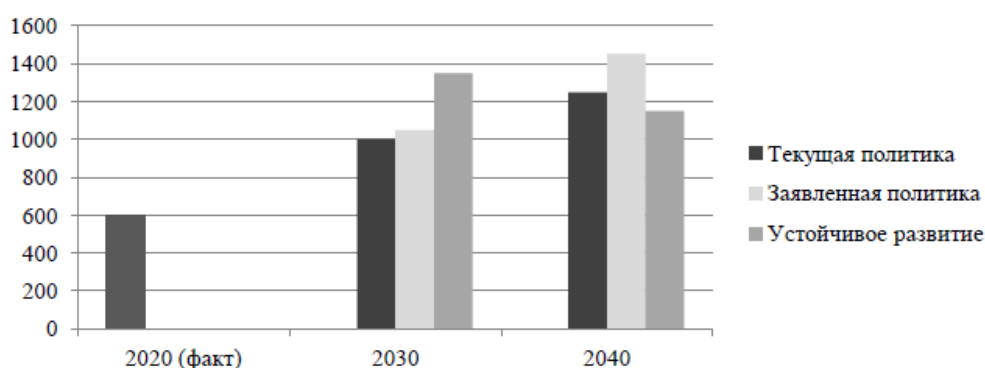


Рисунок 15 – Прогноз производства электроэнергии на биотопливе, млрд кВт ч

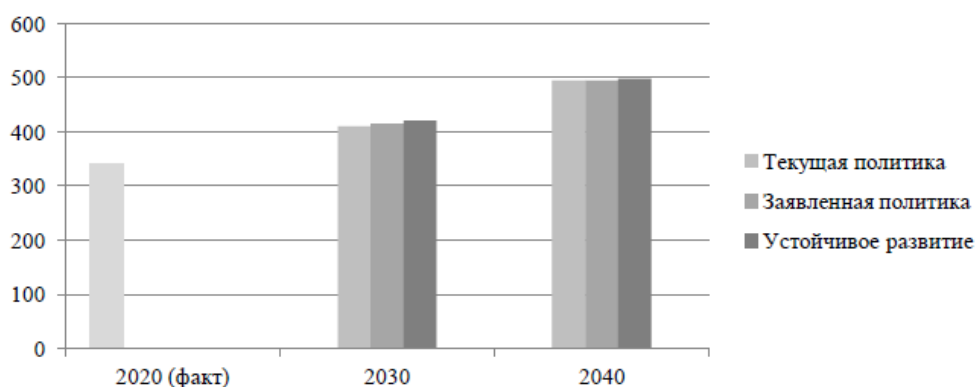


Рисунок 16 – Прогноз потребления тепловой энергии на биотопливе, млн т н. э.

Важнейшим драйвером роста сектора останется декарбонизация энергетики. Преимуществом биоэнергетики перед большинством других ВИЭ является маневренность генерирующих мощностей, что должно поддержать их востребованность. Основными центрами роста, как ожидается, будут страны ЕС, хотя определение места биоэнергетики в трансформации ТЭК там вызвало новую волну споров об эффективности использования биотоплива в решении климатической проблемы, а также Китай и другие страны Азии, которые могут продолжить частично замещать уголь биотопливом, а также повысить вовлеченность коммунальных отходов в энергетический сектор.

Учитывая динамику развития и большую заинтересованность самых широких слоев населения Земли, можно утверждать, что повсеместное коммерческое использование биотоплива, это только вопрос времени. Потенциальные рынки огромны. По оценкам экспертов потребление бензина к 2021 г. может достичь 1,42 трлн л в год. Потребность в дизельном топливе для наземного транспорта достигнет к тому времени не менее 1,62 трлн л в год, а потребности воздушного и морского транспорта добавят к этому еще 0,76 трлн л ежегодно. Производство биотоплива в 2011 г составило примерно 111,2 млрд л. То есть даже удвоение текущего уровня производства к 2021 г. покроет лишь 7 % мировой потребности в топливе [9, с. 360].

Однако, несмотря на огромный спрос со стороны конечных потребителей, темпы роста производства биотоплива намного отстают от темпов роста потребности в них.

3 Перспективы России на мировом энергетическом рынке

3.1 Взаимодействие России и ОПЕК (ОПЕК+)

Создание ОПЕК в сентябре 1960 г. стало ответом на действия транснациональных компаний («семи сестер»), доминировавших в тот период на нефтяном рынке. Стремление к обретению контроля над своими нефтяными ресурсами и получению максимальной выгоды от их использования объединили вначале Иран, Ирак, Кувейт, Саудовскую Аравию и Венесуэлу, а затем и другие развивающиеся страны, богатые нефтью, несмотря на серьезные расхождения в политических интересах (вплоть до вооруженных конфликтов).

В 1982 г. ОПЕК официально ввела систему квот на добычу нефти странами-участницами, балансировка которой была возложена на Саудовскую Аравию. Квотирование рассматривалось как временная мера, но в результате оно стало основным инструментом воздействия ОПЕК на нефтяной рынок. При этом его практическая реализация имеет ряд сложностей – прежде всего, несоблюдение странами-участницами согласованных объемов добычи. Это особенно негативно сказывалось на положении организации в 1980-х – начале 1990-х гг., став одним из поводов вторжения Ирака в Кувейт в 1990 г., ослабления роли ОПЕК и выхода из ее состава Эквадора и Габона, но к 2000 г. ситуация стала налаживаться. ОПЕК увеличила гибкость (в определенных случаях предоставляя освобождения от квот) и активно реагировала на шоки на стороне спроса (азиатский финансовый кризис 1998–1999 гг., теракты 11 сентября 2001 г., мировой финансовый кризис 2008–2009 гг.) [43].

2010-е г. отчасти вернули ОПЕК к 1980 г. с усложнением взаимоотношений между Саудовской Аравией и Ираном и отдельными провалами координации, что способствовало становлению еще одного вызова для ОПЕК – сланцевой революции в США. Отношения ОПЕК и России – одного из крупнейших независимых производителей нефти – исторически складывались довольно непросто. Столкновение интересов двух конкурирующих сторон было неизбежно и

обострялось в сложные для рынка нефти периоды (в частности, в 1998 г., 2002 г., 2008–2009 гг.). С целью налаживания диалога с 1998 г. Россия стала периодически участвовать в Конференциях ОПЕК в качестве наблюдателя, а также в различных совместных заседаниях экспертов. Однако до реальной координации действий по добыче нефти до 2017 г. дело не доходило.

В 2016 г. ОПЕК вступила в новый этап регулирования рынка нефти. Борьба за долю рынка и ожидание естественного восстановления баланса спроса и предложения на мировом рынке нефти в условиях снижающихся с 2014 г. цен на нефть в долгосрочном периоде были ограничены ростом бюджетных дефицитов участников организации. При этом быстрых результатов такая стратегия не принесла.

В начале 2016 г. цена на нефть марки *Brent* опустилась к урону 30 долл. барр., что побудило Россию и еще несколько нефтедобывающих стран перейти к активному обсуждению с ОПЕК совместных действий по устранению избытка предложения на рынке и восстановлению цен на нефть [41, с. 25].

С задачами по устранению избыточного предложения и поддержанию цен на рынке нефти объединение стран ОПЕК+ в первые два года в целом успешно справлялось. Однако рыночные (рост добычи нефти другими производителями, замедление спроса) и политические (санкции США в отношении Ирана и Венесуэлы) факторы, влияющие на рынок нефти, требовали от участников сделки немалых усилий в выработке согласованной позиции по дальнейшим действиям. Россия в этих обстоятельствах смогла получить относительно выгодные условия, существенно увеличив во второй половине 2018 г. добычу нефти после решения о восполнении всеми участниками выпадающей добычи нефти Ирана и Венесуэлы в рамках общей квоты и взяв на себя умеренные обязательства по сокращению добычи от высоких уровней октября 2018 г. на 2019 г. (рисунок 17).

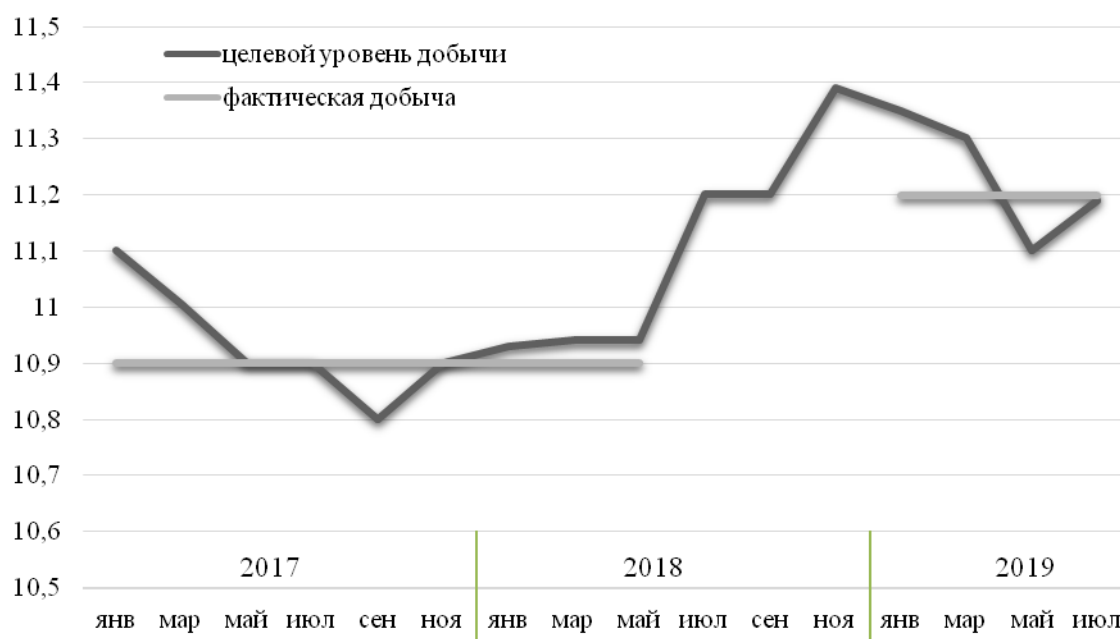


Рисунок 17 – Фактический объем добычи нефти России и ее целевой уровень в сделке ОПЕК+, млн барр./день

В ходе министерской встречи стран ОПЕК+ 2 июля 2019 г. 24 участника встречи приняли Хартию сотрудничества стран – производителей нефти (далее – Хартия), тем самым закрепив за объединением стран, которые в течение предыдущих 2,5 лет координировали свои действия для стабилизации нефтяного рынка, официальный статус на бессрочный период. Подписание этого документа свидетельствует о признании сторонами целесообразности кооперации стран ОПЕК+, а также готовности к дальнейшей координации усилий в рамках этого формата. Тем не менее о перерождении ОПЕК в новую организацию в расширенном формате говорить не приходится.

Хартия носит исключительно декларативный характер. В принципах сотрудничества отмечено добровольное выполнение обязательств, не приводящее к каким-либо правам и обязанностям юридического характера; декларируются принципы добровольности и открытости участия в Хартии всех стран-производителей нефти. При этом цели создания Хартии сформулированы более широко и обтекаемо, чем в Уставе ОПЕК, где в определении целей даются отсылки

к соблюдению интересов участников организации, снижению колебаний цен на рынке, обеспечению доходов стран-производителей нефти.

В качестве первой цели в Хартии обозначен диалог между странами-участницами для укрепления стабильности нефтяного рынка наряду с сотрудничеством в технологической и других сферах. Среди других целей отмечено взаимодействие по оценке состояния нефтяного рынка; диалог между различными представителями энергетического сектора; поддержка энергетической политики стран, предполагающей долгосрочное использование нефти; содействие улучшению экологической репутации нефти; совершенствование стратегий и технологий с целью развития нефтяной отрасли.

Кроме того, документ в явном виде разделяет участников ОПЕК и не-ОПЕК и фактически описывает существующий формат взаимодействия стран ОПЕК+. Готовность сотрудничества стран ОПЕК+ в рамках нового формата на бессрочной основе косвенно можно расценивать как признание долгосрочного характера проблемы, с которой столкнулись крупные производители нефти. Увеличивающиеся риски замедления роста спроса на мировом рынке нефти в условиях неконтролируемого увеличения предложения со стороны других стран, прежде всего США, способны поддержать сплоченность ОПЕК+. Однако для сохранения устойчивости и эффективности сотрудничества сторонам ОПЕК+ необходимо не только сбалансировать интересы внутри объединения, но и учесть интересы других участников рынка нефти. В противном случае растет вероятность реализации рыночных и политических угроз. Среди последних можно отметить антимонопольные дела в США, для возможности возбуждения которых достаточно давно обсуждаются поправки в законодательство. Последняя версия законопроекта *NOPEC (No Oil Producing and Exporting Cartels Act)* угрожает любым объединениям поставщиков на рынке нефти, которые проводят скоординированную политику в отношении объемов добычи, поставок нефти или изменения цен на нее [38].

30 ноября 2016 г. на очередной встрече в Вене 13 государств – членов ОПЕК договорились о сокращении добычи нефти на 1,2 млн барр. в сутки, до 32,5 млн барр. К соглашению 10 декабря присоединились еще 11 стран, не входящих в

ОПЕК: Россия, Азербайджан, Бахрейн, Бруней, Казахстан, Малайзия, Мексика, Оман, Судан, Экваториальная Гвинея (вошла в ОПЕК позднее, в 2017 г.) и Южный Судан. Всего страны – участницы соглашения договорились уменьшить совокупную добычу на 1 млн 758 тыс. барр. по сравнению с уровнем октября 2016 г. Россия решила снизить среднесуточную добычу на 2,7 % (300 тыс. барр.). Участников соглашения в СМИ начали называть альянсом ОПЕК+.

Соглашение стало первым с 2001 г. международным договором, нацеленным на стабилизацию цен на нефтяном рынке. Среди стран, не участвующих в альянсе ОПЕК+, но добывающих большой объем нефти, – Бразилия, КНР, Норвегия и США.

Соглашение в Вене способствовало росту нефтяных цен и стабилизировало рынок. Еще до начала сокращения добычи, 1 декабря 2016 г., стоимость барр. марки *Brent* впервые с июня 2016 г. превысила уровень в 50 долл. В 2017 г. средняя стоимость *Brent* составила 54,1 долл., в 2018 г. – 71,3 долл., в 2019 г. – 64,5 долл. Благодаря полученным результатам в июле 2019 г. страны ОПЕК+ подписали хартию о долгосрочном сотрудничестве [43].

На протяжении 2017–2019 гг. соглашение неоднократно продлевалось с некоторыми изменениями. В частности, в июне 2018 г. было решено нарастить добычу на 1 млн барр. в сутки, в декабре 2018 г. – снова сократить – до 1,2 млн, а в декабре 2019 г. – до 1,7 млн.

По подсчетам Международного энергетического агентства (МЭА), опубликованным в ноябре 2019 г., сделка ОПЕК+ позволила ее участникам повысить свои нефтяные доходы, несмотря на снижение добычи. В среднем, по данным МЭА, страны ОПЕК в 2019 г. совокупно зарабатывали 1,9 млрд долл. в день, что на 350 млн долл. больше, чем в 2016 г., хотя добыча по сравнению с тем периодом снизилась на 3 млн барр. в сутки. Нефтяная выручка России увеличилась на 170 млн долл. – до 670 млн долл. в день.

В январе 2020 г. нефтяные котировки начали падать: рынок отреагировал на новости о появившейся в Китае новой коронавирусной инфекции. В начале февраля 2020 г. Саудовская Аравия предложила провести внеочередную встречу

ОПЕК+ для пересмотра параметров соглашения. Однако решено было обсудить этот вопрос на плановом совещании 5–6 марта. 4 марта на заседании министерского мониторингового комитета ОПЕК+, предваряющего основную министерскую встречу, Саудовская Аравия и ряд других стран предложили усилить сокращение добычи во втором квартале 2020 г. еще на 1,5 млн барр. в сутки. Однако 6 марта в ходе министерской встречи Саудовская Аравия не смогла договориться с Россией о продлении старых договоренностей или сокращении добычи.

В начале марта 2020 г. страны-участницы ОПЕК+ не смогли договориться о продолжении действия сделки, действующей до конца I квартала 2020 г. Однако на фоне обвала цен на нефть из-за пандемии *COVID-19* в начале апреля 2020 г. страны-участницы возобновили переговоры о параметрах сделки ОПЕК+. Новая сделка рассчитана на 2 года. Согласно новым договоренностям в мае-июне 2020 г. сокращение добычи составило 9,7 млн барр./день, в последующие месяцы 2020 г. – 7,7 млн барр./день, а в 2021 г. и первые 4 месяца 2022 г. – 5,8 млн барр./день. Планируется, что в декабре 2021 г. условия соглашения будут пересмотрены. В марте 2020 г. среднемесячные объемы нефтедобычи в странах ОПЕК выросли до 28,61 млн барр./день (+0,82 млн барр./день относительно прошлого месяца).

Таким образом, с 1 апреля сделка ОПЕК+ перестала действовать. Саудовская Аравия объявила, что начнет наращивать добычу до максимальной – 12 млн барр./день вместо 9,8 млн барр. в рамках сделки. Впоследствии, объясняя решение Саудовской Аравии отказаться от сделки, президент РФ Владимир Путин заявил, что таким образом королевство пыталось избавиться от конкурентов, которые производят сланцевую нефть, прежде всего – США [28, с. 577].

9 марта нефтяные котировки упали на 30 % – *Brent* опустилась до 31 долл./барр. Однако на этом падение не остановилось – из-за резкого роста числа инфицированных коронавирусом за пределами Китая стала очевидной перспектива мировой рецессии, спрос на нефть резко упал. К концу месяца глобальное

предложение нефти превысило спрос на 20 млн барр./день. К 30 марта котировки *Brent* впервые за 20 лет упали ниже 22 долл. за барр.

2 апреля Саудовская Аравия призвала к срочной встрече ОПЕК+ в формате видеоконференции. 3 апреля, в ходе совещания с президентом РФ Владимиром Путиным министр энергетики РФ Александр Новак заявил, что для стабилизации ситуации необходимо сократить добычу «до примерно 10 млн барр./день». Министр также отметил, что для восстановления стабильности в отрасли необходимо, чтобы в совместных усилиях по сокращению добычи нефти участвовали все крупные производители, включая Россию, Саудовскую Аравию, США «и другие страны, входящие и не входящие в ОПЕК» [42].

В результате переговоров на уровне ОПЕК+ и G20 9–12 апреля, было заключено соглашение по снижению добычи. Страны ОПЕК+ на экстренном заседании согласовали сокращение добычи всеми 23 странами на 9,7 млн барр./день в мае–июне, на 7,7 млн барр. – в июле – декабре, и на 5,8 млн барр. – до апреля 2021 г. При этом в сделке приняли участие и другие нефтедобывающие страны, включая США, Норвегию, Аргентину и Канаду. Общая сумма снижения добычи была оценена в 15–20 млн барр./день. Россия и Саудовская Аравия согласились сократить добычу с 11 на 2 млн 530 тыс. млн барр./день – до 8,5 млн барр. каждая. В США было анонсировано снижение добычи на 2–3 млн барр. в сутки (с уровня 13 млн барр. в сутки) [43].

Подписание сделки не привело к немедленному росту цен. Кроме того, из-за переполненности нефтехранилищ в США, 20 апреля котировки майских фьючерсов на американскую марку нефти *WTI* впервые в истории стали отрицательными. При этом к концу месяца июньские фьючерсы остались на уровне выше 20 долл. за барр.

Сделка вступила в силу 1 мая. Вскоре после этого ситуация на нефтяных рынках начала стабилизироваться, к началу июня котировки нефти *Brent* достигли уровня 39 долл. за барр.

В ночь с 8 на 9 мая страны не смогли продлить договоренность о сокращении добычи, после чего Саудовская Аравия обрушила цены. Из-за развала сделки ОПЕК+ стоимость барреля нефти *Brent* упала почти на 30 % до 31,5 долл.

Состоявшиеся переговоры стран-участниц сделки ОПЕК+ завершились провалом, поскольку стороны не смогли согласовать новые параметры сделки либо продлить срок действия текущих договоренностей. Россия выступала за сохранение действующих условий, а Саудовская Аравия предлагала дополнительно сократить добычу нефти.

Источники *The Bell* и *Bloomberg* называют инициатором разрыва сделки главу «Роснефти» Игоря Сечина. Пресс-секретарь «Роснефти» Михаил Леонтьев говорил, что сделка с ОПЕК по снижению нефтедобычи не отвечала интересам России.

Из-за этого курс рубля резко снизился: доллар на открытии международных бирж стал стоить 72,5 руб., евро – 82,7 руб.

В условиях усиления неопределенности и волатильности на мировых энергетических рынках странам, экспортерам нефти, следует стремиться к поиску совместных усилий по координации объемов добычи.

В данной ситуации ОПЕК и Россия неразрывно связаны одной общей целью: стабилизировать цены на углеводородное сырье на мировом рынке. Неприемлемо высокие цены не выгодны никому, так как они подрывают устойчивость мировой экономики и в конечном счете скажутся отрицательно на производителях. Однако России следует учитывать расхождение стратегических интересов отдельных стран ОПЕК, оставаясь самостоятельно действующей силой на рынке нефти.

3.2 Перспективы перехода к возобновляемым источникам энергии в России и в странах мира

Все последние годы мы наблюдаем за тем, как энергетика, основанная на возобновляемых источниках, уверенно теснит традиционную. Ежегодно по всему миру строятся сотни гигаватт ВИЭ. Уже пять лет подряд по объему вводов зеленая

генерация превосходит уголь, газ и атом, а глобальные инвестиции в ВИЭ ежегодно превышают 300 млрд долл.

Согласно последним отчетам, за первое полугодие 2020 г. выработка электроэнергии ВИЭ в Европе впервые превысила выработку традиционных тепловых станций и составила 40 %. В некоторых странах зеленая генерация уже обеспечивает до 90 % от всей выработки электроэнергии.

Стремление национальных и международных институтов к выработке различного рода мер по сокращению выбросов парниковых газов привело к формированию взрывного спроса на безуглеродные технологии ВИЭ. Результатом явилось постоянное совершенствование технологических решений, снижение стоимости оборудования и строительства за счет высокой конкуренции и достижения эффекта масштаба. Мы стали свидетелями тому, что солнечная и ветроэнергетика в ряде стран стала дешевле традиционной генерации, что неизбежно в будущем произойдет и в России [49].

Большинство стран ЕС поставили себе на национальном уровне цель по достижению 100 % климатической нейтральности к 2050 г. и планируют направлять для этого от 1 % до 2 % ВВП на развитие зеленой экономики, основной частью которой являются ВИЭ и комплементарные к ним технологии «зеленого» водорода.

На фоне растущих мировых трендов на декарбонизацию национальных экономик мы видим, что Россия в среднесрочной и долгосрочной перспективе может столкнуться с рядом серьезных внешних вызовов, на которые предстоит дать ответ.

Важнейший вызов – стремительное снижение стоимости зеленой электроэнергии. В России, будучи произведенной на импортном оборудовании, она вскоре будет конкурировать с электроэнергией, выработанной с применением российского оборудования для традиционной генерации. В отсутствие собственных критических технологий энергомашиностроения для ВИЭ это приведет к зависимости от импортных технологических решений.

Второй вызов – по прогнозам экспертов, планы по снижению выбросов CO₂ уже к 2035 г. приведут к тому, что углеродный след, оставляемый при производстве электроэнергии в Европе, будет в 2,2 раза ниже, чем в России. Это может сформировать неконкурентный облик российской энергетики и создать массу проблем для энергоемких статей отечественного экспорта (рисунок 18).

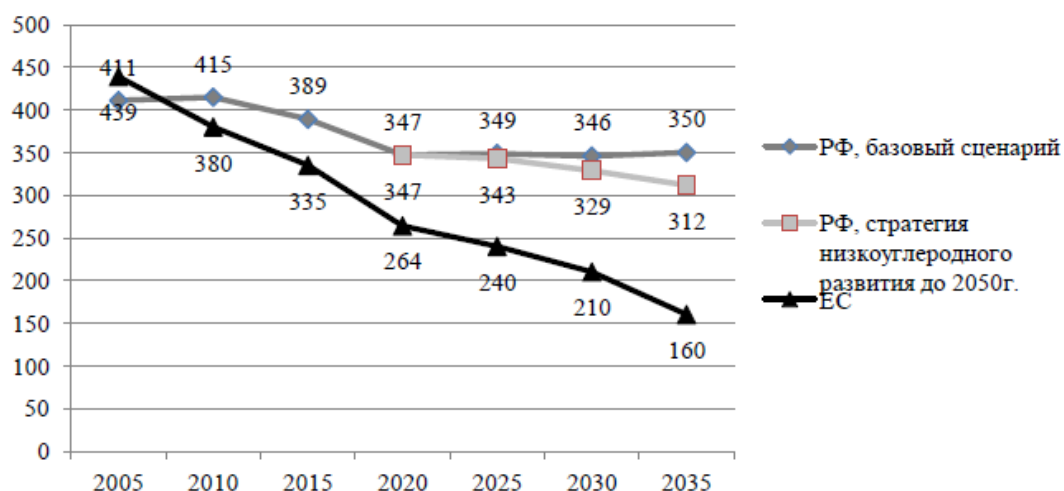


Рисунок 18 – Углеродоемкость электроэнергетики в России ЕС, т CO₂ экв. / кВт ч

И здесь мы сталкиваемся с третьим существенным вызовом – углеродным протекционизмом. В ЕС уже всерьез обсуждается введение с 2022 г. запретительных таможенных пошлин на импортируемые товары с высоким углеродным следом. Потребители российской экспортной продукции могут принять коллективное решение об отказе от наиболее «грязной» ее части за счет введения таких заградительных мер в отношении товаров, не соответствующих новым стандартам. При этом углеродоемкость российского экспорта одна из самых высоких в мире и суммарные потери отечественных нефтегазовых, металлургических и других экспортно ориентированных компаний могут достигать не менее 3,6 млрд евро ежегодно (рисунок 19).

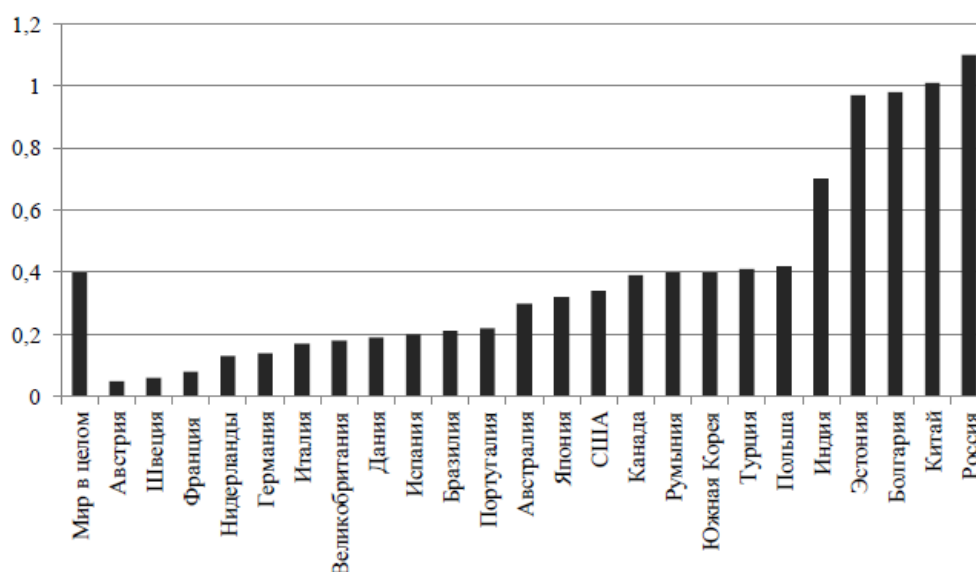


Рисунок 19 – Углеродоемкость экспорта по странам мира, т CO₂ экв. / кВт ч

Четвертый вызов – водородная энергетика. В настоящее время она рассматривается как ключевой элемент, без которого невозможна дальнейшая декарбонизация и низкоуглеродное развитие. Уже более 20 государств и более 50 корпораций приняли долгосрочные программы развития водородных технологий, где они ставят для себя амбициозные цели по объемам потребления в первую очередь «зеленого» водорода, производимого за счет электролиза с использованием энергии ВИЭ. Прогнозируемое падение цен на горизонте 2035–2050 гг. сделает водород экономически конкурентоспособным по отношению к ископаемым углеводородным ресурсам, что будет способствовать его дальнейшему широкомасштабному использованию. Таким образом, роль водорода, и именно «зеленого» типа, в мировом энергетическом секторе может оказаться сопоставимой с нынешней ролью нефтегазовой и угольной энергетики. И этот факт с высокой долей вероятности найдет свое отражение в изменении структуры российской экономики и ее традиционных экспортных статей [50, с. 352].

При существующих внешних вызовах наряду с задачами по повышению энергоэффективности экономики и снижению углеродоемкости отечественных производств становится важным стимулировать развитие внутреннего рынка

низкоуглеродных технологий. При этом российская возобновляемая энергетика, которая является частью данного рынка, отчасти может оказать содействие в поиске ответов на поставленные внешнеэкономические и технологические вызовы и параллельно оказать позитивные мультипликативные эффекты для экономики РФ.

Мировой опыт показывает, что отрасль ВИЭ наиболее эффективно работает при наличии в государстве сформированного технологического кластера, состоящего из четырех базовых элементов: генерации, производства, НИОКР и образования. Присутствие всех четырех элементов – важное его свойство, поскольку выпадение хотя бы одного из них делает всю систему неустойчивой. При этом объем производства в кластере должен определяться потребностями генерации (как внутреннего, так и внешнего рынка), а объем науки – соответствовать спросу, который предъявляют производства. Применяемые решения должны соответствовать лучшим технологическим практикам, а ценовые характеристики – мировому уровню, и, конечно же, кластер должен обладать устойчивым экспортным потенциалом.

Россия, как глобальная энергетическая держава, не осталась в стороне от текущих процессов и уже сформировала такой кластер. Благодаря утвержденной Правительством РФ Первой программе поддержки ВИЭ в нашей стране на сегодняшний день уже построено около 0,5 гВт ВЭС и 1,2 гВт СЭС. А к 2024 г. мощность зеленой генерации вырастет до значения более 5,5 гВт. Конечно, учитывая, что ежегодно в мире вводится около 150 гВт ВИЭ, это немного [68].

Но даже такой ограниченный спрос за счет заложенных в Первую программу поддержки требований по локализации и наличия отечественных компетенций в энергетическом машиностроении позволил создать в РФ производственную базу возобновляемой энергетики. На рынке появились крупнейшие инвесторы, которые сформировали сегменты машиностроения и генерации технологического кластера ВИЭ. Появились наукоемкие технологии солнечной и ветроэнергетики, современные локализованные предприятия по выпуску элементов солнечных модулей и ветроустановок, наработаны компетенции в строительстве и

эксплуатации новой генерации, реализуются первые экспортные поставки оборудования ВИЭ. Появление собственной генерации и производства закономерно создает спрос на высококвалифицированные кадры, научные исследования и разработки в этой сфере. Молодая отрасль ВИЭ РФ уже снизила стоимость проектов более чем в 2 раза за несколько лет, повысила свою эффективность и на текущий момент способна выпускать не менее 1,6 гВт оборудования ВИЭ ежегодно.

РОСНАНО, как государственный институт развития, включилась в работу по созданию возобновляемой энергетики на самом раннем этапе и ставила себе задачу построить полноценную кластерную структуру отрасли ВИЭ. Мы начали с развития солнечной энергетики. Так, в начале 2010-х г. при участии РОСНАНО была создана группа компаний «Хевел». Сегодня она является крупнейшим в России производителем модулей для солнечных электростанций, которая также строит СЭС по всей стране, от европейской части России до Забайкалья и Якутии.

В настоящее время мы активно развиваем ветроэнергетику. В 2017 г. был создан Фонд развития ветроэнергетики, организованный на паритетных началах РОСНАНО совместно с финской энергетической компанией «Фортум». Ключевым результатом фонда стал запуск одной из первых промышленных ВЭС России в Ульяновской области. А на сегодня уже построено 350 мВт ВЭС из общего портфеля фонда объемом около 1,8 гВт более чем в 10 регионах нашей страны. Это больше половины от утвержденной в ветроэнергетике квоты до 2024 г. Параллельно РОСНАНО в партнерстве с мировым лидером в области производства ветроэнергетических установок – датской компанией *Vestas* – создала предприятия по производству лопастей для ветроустановок в Ульяновске, башен в Таганроге и гондол в Нижнем Новгороде [61].

Что касается НИОКР, то следует отметить, что российские энергетические компании, работающие в отрасли возобновляемой энергетики, следуя мировым трендам, все больше вкладываются в новейшие разработки. Значительные инвестиции в НИОКР в области солнечной энергетики сделаны группой компаний

«Хевел». Готовится база для появления российских инновационных решений и в ветроэнергетике.

Отрасль ВИЭ РФ часто критикуют. Нам говорят, что выпускаемое оборудование и технологии устаревшие, дорого стоят и обладают низкой эффективностью. Более того, сама отрасль создает существенную стоимостную нагрузку на потребителей электроэнергии, средства которых идут на ее развитие. Но это не соответствует действительности. В России были локализованы самые современные технологии солнечных модулей с КПД более 20 % (показатель на уровне топ-3 мировых производителей) и ветроустановки мультимегаваттного класса, которые применяются во всем мире. По капитальным затратам на строительство электростанций ВИЭ мы приблизились к мировому уровню, а за относительно невысокую цену первого этапа ее поддержки (порядка 3,3 % в конечной цене электроэнергии) существенно развивается экономика нашей страны. Так, по расчетам экспертов, благодаря Первой программе поддержки ВИЭ будет создано порядка 11 тыс. рабочих мест, будут увеличены налоговые поступления в бюджеты всех уровней, инвестиции в производство и генерацию составят около 700 млрд руб. на период до 2024 г., что обеспечит среднегодовой прирост ВВП на 0,09 %. Затраченные на новую отрасль средства возвращаются в экономику с мультипликатором, превышающим мультипликатор инвестиций в традиционную энергетику.

К 2024 г. отечественная отрасль ВИЭ еще не будет в состоянии полноценно конкурировать с традиционной энергетикой по стоимости. В этих условиях прекращение программы поддержки ВИЭ неизбежно приведет к остановке процесса формирования и накопления новых компетенций. Как следствие, страна рискует потерять созданный производственный потенциал российской индустрии ВИЭ.

Мы поддерживаем уже принятые Правительством РФ принципиальные решения и параметры Второй программы поддержки ВИЭ на период с 2025 по 2035 гг. 400 млрд руб. (в реальных ценах 2021 г.) общего объема поддержки на 11 лет – это тот минимум, который позволит эффективно развивать в России отрасль возобновляемой энергетики. Планируется, что Вторая программа поддержки также

будет реализована на базе механизма договоров о предоставлении мощности (ДПМ), который уже доказал свою эффективность и завоевал доверие инвесторов и финансовых институтов.

Особенностью Второй программы станет более требовательный подход к установлению целевых параметров: существенное увеличение глубины локализации, снижение капитальных затрат в 1,5–2 раза, увеличение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) новой генерации на 10 п. п. от текущего уровня. Еще одним требованием к участникам программы является обеспечение экспортных поставок, поскольку именно поставки на внешние рынки являются главным индикатором конкурентоспособности всей отрасли, ее способности существовать на рыночных принципах без мер государственной поддержки. Это крайне амбициозные задачи, но инвесторы готовы к их выполнению.

Результатом реализации Второй программы станет строительство и ввод в эксплуатацию дополнительно не менее 7 ГВт зеленой генерации, создание новых локализационных производств, приход новых инвесторов в данную отрасль, дальнейшее снижение стоимости проектов и достижение стоимостной конкурентоспособности ВИЭ РФ с традиционной генерацией после 2030 г., а также развитие несырьевого высокотехнологичного экспорта.

При этом по сравнению с Первой программой поддержки ее стоимость для потребителей электроэнергии будет значительно меньше (порядка 2,1 % в конечной цене электроэнергии), но положительные экономические эффекты для России окажутся выше. По данным аналитического исследования, в результате реализации Второй программы поддержки ВИЭ будет создано свыше 12 тыс. новых рабочих мест, а налоговые поступления в бюджеты всех уровней к 2035 г. превысят 310 млрд руб. [70].

Возобновляемая энергетика к 2035 г. обеспечит ежегодный прирост ВВП на 0,11 %, а каждый рубль, направленный участниками оптового рынка электроэнергии на возврат инвестиций в проекты ВИЭ, принесет 3,6 руб. прироста ВВП. Продление программы привлечет в российскую промышленность и науку дополнительно

свыше 15 млрд руб., создаст условия для увеличения экспортной выручки на 8 млрд руб. ежегодно, что сделает эту отрасль одним из лидеров несырьевого экспорта

Обе программы поддержки отрасли ВИЭ создают прочный фундамент для развития смежных рынков и технологий возобновляемой энергетики.

Мы уже видим экономически оправданный спрос на зеленые решения в розничном рынке, изолированных энергосистемах и в микрогенерации (небольших установках для домохозяйств). Эти новые рынки мы оцениваем в размере около 10 ГВт, а весь российский сегмент ВИЭ к 2035 г., по нашим расчетам, будет составлять не менее 25 ГВт [11, с. 41].

Очевидно, будет расширяться и многообразие технологических решений. Ветроэнергетика пойдет по пути увеличения габаритов и мощности отечественных наземных ВЭУ, появятся совершенно новые технологии офшорной ветроэнергетики, применение которых актуально для РФ, а также будут создаваться небольшие по мощности эффективные решения для розницы. В солнечной энергетике будут развиваться современные технологии на базе поликристаллического кремния (моно- и мультикремния) с использованием пассивирующих покрытий, повышающих их эффективность, технологии тонких пленок (гетероструктурные солнечные модули и перовскиты), а также их возможные тандемы.

Само развитие ВИЭ сыграет важную роль в процессе трансформации и цифровизации российской электроэнергетики. Получат развитие технологии накопления энергии, интеллектуальных систем прогнозирования выработки и спроса, предиктивной аналитики состояния оборудования, управления потреблением и многие другие.

Кроме того, сегодня вслед за ВИЭ во всем мире набирает обороты развитие смежных экологически нейтральных технологий зеленой водородной энергетики. Этот новый продукт может стать основой будущей экспортной стратегии РФ. Уже сейчас в Энергетической стратегии РФ до 2035 г. отмечена цель по экспорту до 2 млн т. водорода к 2035 г. При этом большинство развитых стран делают ставку на импорт именно «зеленого» водорода, который вырабатывается по технологии

электролиза с использованием энергии ВИЭ. Решение столь амбициозной задачи может потребовать строительства порядка 30 ГВт новой генерации ВИЭ, локализации производства новых эффективных электролизеров и создания водородной транспортной инфраструктуры.

Все эти решения будут создавать новый облик отечественной энергетики.

Резюмируя, можно сказать, что весь мир выбрал для себя путь безуглеродного устойчивого развития, основанный на принципах бережного отношения к экологии и окружающей среде.

При этом возобновляемая энергетика рассматривается в качестве ключевого элемента в составе экономик развитых стран. Она стала неотъемлемой динамично развивающейся частью мировой энергетики. И благодаря своевременно принятым мерам нам удалось использовать уникальную возможность и создать в России полноценную отрасль ВИЭ в том виде, в каком это делается во всем мире, — в виде технологического кластера. Именно эта платформа позволит России в дальнейшем развивать отрасль ВИЭ и смежные рынки, обеспечивать создание и внедрение новых решений, формировать за счет нее существенные мультипликативные эффекты в экономике. В настоящий момент мы имеем важнейшие решения по будущей программе поддержки и планам ее развития. А крупнейшие отечественные и международные компании готовы дальше создавать и повышать конкурентоспособность этой новой отрасли экономики России.

3.3 Влияние пандемии COVID-19 на деятельность российских компаний

Пандемия *COVID-19* и обусловленное ей введение карантина в различных странах и регионах вызвали существенные изменения на энергетических рынках. Эти изменения являются очень значительными в краткосрочном периоде и могут иметь не менее важные последствия в долгосрочном периоде для всех отраслей топливно-энергетического комплекса, а также для процесса так называемого энергетического перехода.

Под энергетическим переходом принято понимать постепенный отказ от ископаемого топлива и атомной энергетики в пользу возобновляемых источников энергии при сопутствующем повышении энергоэффективности.

Сильнее всего от коронакризиса пострадала нефтяная отрасль. Основным дестабилизирующим фактором для нефтяного рынка стало резкое сокращение спроса на нефть, в первую очередь – со стороны транспортного сектора (автомобили и авиаперевозки), который оказался наиболее уязвим из-за карантинных мер по всему миру [63].

В Китае, например, спрос на моторные топлива в разгар эпидемии в январе-феврале упал на 13 %, если судить по официальным данным, и на 20–30 % – по независимым оценкам. В США поставки нефти на НПЗ с 6 марта по 10 апреля снизились на 20 %. В Европе сокращение потребления моторного топлива составило в некоторых странах до 70 %, в России снижение спроса к середине апреля оценивается в 40 %. В целом, по оценкам МЭА, мировой спрос на нефть в апреле может снизиться по сравнению с апрелем прошлого года на рекордные 29 млн барр. в сутки – это самое большое падение спроса, зафиксированное за всю историю мирового нефтяного рынка.

При этом предыдущие спады потребления были вызваны кратным ростом цен на нефть, сейчас же ситуация обратная – даже низкие цены на нефть не могут подстегнуть спрос, в связи с тем, что уже более 4 млрд человек ограничены в передвижении из-за тотальных локдаунов.

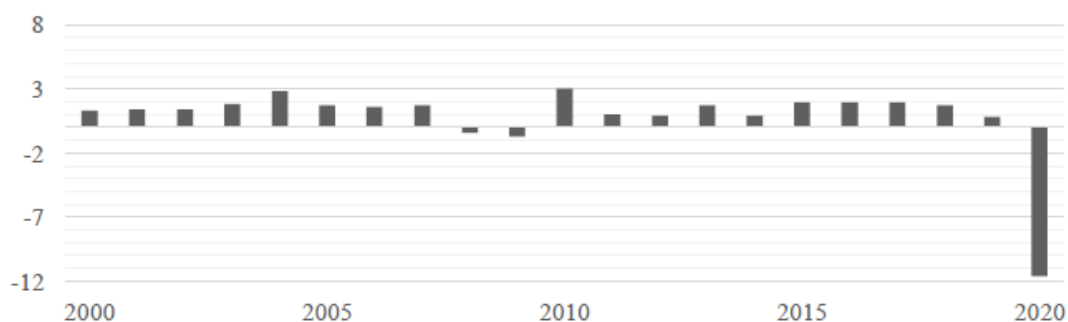


Рисунок 20 – Годовое изменение спроса на нефть 2000–2020 гг., млн барр./сут.

Перспективы дальнейшей динамики спроса связаны с огромной неопределенностью и будут зависеть, прежде всего, от продолжительности пандемии и связанных с ней карантинных ограничений.

Помимо экстраординарного падения спроса, ситуацию на рынке изрядно осложнили и взаимоотношения между производителями нефти, которые начали выяснять отношения в самый неподходящий для рынка момент.

На встрече в Вене 6 марта 2020 г. Саудовская Аравия, Россия и прочие страны ОПЕК+ не смогли договориться о дополнительном снижении добычи. Рынок рассчитывал, что на фоне начавшегося уже в Китае снижения спроса страны-члены коалиции увеличат квоты еще на 1,5 млн барр. в сутки, но этого не произошло. Провал переговоров простимулировал развертывание жесткой ценовой конкуренции, на фоне которой нефтяные цены рухнули за один день на 10 долл. барр. К 1 апреля у стран-участниц ОПЕК формально не оставалось обязательств по квотам на добычу. По различным оценкам, в апреле ОПЕК+ могли нарастить добычу до 5 млн барр. в сутки, главным образом – за счет Саудовской Аравии, которая пообещала увеличить добычу с 9,7 млн барр. в сутки в феврале 2020 г. до 12,3 млн барр. в сутки в апреле и начала агрессивно предоставлять скидки покупателям для того, чтобы увеличить свою долю на рынке [57].

Этого оказалось достаточно для того, чтобы спровоцировать дальнейшее стремительное снижение цен на нефть. 9–12 апреля 2020 г., когда стала абсолютно очевидна деструктивность ценовой войны для всех ее участников, состоялись переговоры между странами-членами ОПЕК+. Итог сделки: в мае-июне 2020 г. снижение добычи странами ОПЕК+ должно составить 9,7 млн барр. в сутки (то есть новая сделка еще не действует в апреле). В следующие полгода предполагается сокращение добычи на 7,7 барр. в сутки, а затем до апреля 2022 г. – на 5,8 млн барр. барр. в сутки. Итого, в среднем по 2020 г., сокращение добычи составит 8,2 млн барр. в сутки, что примерно соответствует текущим оценкам снижения спроса в среднем за год.

Базой для сокращения стали уровни добычи в октябре 2018 г., исключение составляют Саудовская Аравия и Российская Федерация, базовый уровень для

которых определен в 11 млн барр. в сутки. Соглашение будет действовать до 30 апреля 2022 г., однако его продление будет рассмотрено в декабре 2021 г.

Для России подобное изменение конъюнктуры нефтяного рынка несет серьезные риски, однако пока в статистике они ее не отражаются. В целом по первому кварталу 2020 г. российский экспорт нефти пострадал не сильно, однако по марту снижение ускорилось. По данным ЦДУ ТЭК, экспорт сырой нефти и газового конденсата из России в I квартале 2020 г. составил 64 млн тонн, что на 2,5 % ниже аналогичного показателя 2019 г. В марте в дальнее зарубежье было экспортировано 21,4 млн т. российского нефтяного сырья, т.е. по сравнению с тем же месяцем прошлого года экспорт снизился на 6,2 %. В принципе, с точки зрения рыночной конкурентоспособности, российские производители смотрятся уверенно, поскольку капитальные и операционные затраты в среднем по отрасли невелики и в основном номинированы в рублях, что позволяет им снижаться в условиях девальвации.

Кроме того, российская нефтяная отрасль имеет определенный запас прочности в силу особенностей налогового регулирования, при котором риски низких цен на нефть переносятся на бюджет. Да и для государства в целом цены нефти, заложенные в бюджет, значительно ниже, чем у других ресурсных экономик, хотя и заметно превышают реальный уровень цен в настоящее время.

Однако, ценовая война с Саудовской Аравией пошатнула позицию России на ее традиционных рынках сбыта. Так, Саудовская Аравия сразу после встречи в ОПЕК+ в марте, объявила о скидках до 10 долл./барр. на свои апрельские поставки для европейского и азиатского рынков. В апреле, после следующей встречи ОПЕК+, на которой было принято решение сократить добычу, КСА объявила цены на нефть *Arab Light* в мае: в Азии скидка составила 7,3 долл. барр. к сорту *Dubai/Oman* (что на 4,2 долл. ниже, чем в апреле), для США цена выросла на 3 долл. барр. по сравнению с апрелем, а для Европы скидка относительно *Brent* осталась неизменной по сравнению с апрелем – более 10 долл. барр. [50, с. 353].

Никто из производителей не готов в дополнение к сокращению добычи еще терять и долю на схлопнувшемся рынке, поэтому вероятно сохранение на определенный период жесткой ценовой конкуренции и таких дополнительных

скидок. Они, очевидно, снижают привлекательность российской нефти на ее целевых рынках и приводят к сильному удешевлению российского сорта *Urals*. В апреле она уже падала до исторических минимумов 1998 г. в 8,48 долл. барр.

21 апреля *Platts* оценило *Dated Brent* в 13,24 долл. барр, ниже на 5,86 долл., чем 20 апреля. Это самый низкий показатель с 18 марта 1999 г.

В итоге, 21 апреля 2020 г. российская нефть в Европе торговалась примерно за 10 долл. барр. Если сопоставить это с данными из интервью министра энергетики России А. Новака о себестоимости российской нефти («Себестоимость добычи нефти на старых месторождениях России не превышает 7 долл. барр., а на новых месторождениях – 15–20 долл. барр.»), становится понятен размер ущерба для производителей. Таким образом, часть проектов, в основном новые, при таких ценах продают нефть в убыток, а действующие проекты оказываются на грани рентабельности. Более того, если цена на *Urals* с 15 апреля по 15 мая продержится ниже 15 долл. барр., то произойдет обнуление экспортной пошлины, а от НДС останется несгораемый коэффициент – 428 руб. на т, т.е. убытки потерпят не только компании, но и бюджет.

В среднем по году добыча нефти в России снизится на 0,95 млн барр./сут. или на 45 млн т., таким образом добыча нефти и газового конденсата в России в 2020 г. должна составить не более 515 млн т. При пропорциональном сокращении добычи для всех компаний, на «Роснефть» должно прийти около 660 тыс. барр. в сутки, «ЛУКОЙЛ» – 280 тыс. барр. в сутки, «Сургутнефтегаз» – 210 тыс. барр. в сутки, «Газпром нефть» – 130 тыс. барр. в сутки, «Татнефть» – 100 тыс. барр. в сутки, «Башнефть» – 65 тыс. барр. в сутки, «Славнефть» – 47 тыс. барр. в сутки, «Русснефть» – 25 тыс. барр. в сутки, «Нефтегазхолдинг» – 7 тыс. барр. в сутки, на операторов СРП – 60 тыс. барр. в сутки. Остальные 216 тыс. барр. в сутки придутся на прочие нефтедобывающие компании страны, включая малые нефтяные компании. Масштаб сокращения добычи и падения денежных потоков компаний неизбежно приведет к уменьшению бюджетов и пересмотру инвестиционных программ, в частности в геологоразведку, сокращению заказов для смежных отраслей, явно потребует оптимизации работы НПЗ.

В худшем положении оказались малые и средние компании, а также компании с высокой долговой нагрузкой, поскольку у них запас прочности самый низкий. Наиболее уверенно себя будут чувствовать – и это предсказуемо – компании с высокой маржинальностью, хорошим контролем затрат и подушкой финансовой безопасности, а также, разумеется, все компании с госучастием. Колоссальные объемы необходимого сокращения поднимают сложнейший вопрос о том, как провести его с наименьшими потерями для будущей добычи, для компаний и для бюджета, и сделать это быстро.

Уже можно предполагать, что потребуется экстренная адаптация или временное замораживание существующего регуляторного режима в части требований по выполнению лицензионных обязательств компаний, налогообложения при постое скважин и выводе их из эксплуатационного фонда на консервацию и пр. Однако, и это еще не предел – в случае самого негативного сценария «войны всех против всех», по нашим расчетам, экспорт нефти из России может сократиться куда значительно – на 3 млн барр. в сутки с учетом, принятых квот, под давлением экономической и неэкономической (санкции) конкуренции со стороны других игроков. Это потребует огромного дополнительного снижения добычи как для компенсации падения экспортных объемов, так и в связи с падением внутреннего спроса [48, с. 4].

Выполненные расчеты демонстрируют, что даже в самом оптимистичном сценарии доходы от экспорта сырой нефти (без учета нефтепродуктов) снизятся в два с половиной раза по сравнению с докризисным сценарием (с 124 млрд долл. в 2019 г. до 49 млрд долл. в 2020 г.), однако, вполне возможны и более негативные сценарии с падением доходов бюджета в 4–10 раз в 2020 г. Самый пессимистичный сценарий практически лишает бюджет доходов от НДПИ и обнуляет экспортную пошлину, делает новые проекты нерентабельными, а действующие выводит на порог рентабельности.

Заключение

Энергетический сектор играет ключевую роль в развитии как национальной, так и глобальной экономики, при этом рост зависимости промышленности, аграрного сектора, транспорта, компаний и населения от энергетики обусловлен стремлением общества к улучшению качества жизни. Рост потребления энергии и расширение способов ее использования требует устойчивого функционирования энергетического сектора. Устойчивое развитие энергетического сектора оказывает влияние на энергетическую безопасность, окружающую среду, здоровье и образ жизни населения, экономические отношения в обществе.

Диссертационное исследование направлено на расширение научного знания в области методических подходов к выбору альтернатив устойчивого развития энергетического сектора России и других стран мира. Новизна полученных результатов включает разработку принципов устойчивого развития в энергетической сфере; выявление проблем энергетического сектора и факторов устойчивого развития в странах мира и в России.

Обосновано, что использование ВИЭ является фактором устойчивого развития энергетического сектора в России и в мире. Это связано с истощением или дефицитом традиционных энергетических ресурсов, что актуализирует развитие собственной генерации энергии и возможной диверсификации источников генерации. Выполненная оценка потенциала использования «зелёной энергетики» в России позволила сделать вывод о том, что возможна диверсификация собственных источников генерации энергии, что должно привести к повышению энергетической безопасности и независимости, социальной доступности энергии и улучшению экологических параметров.

Россия остается сильнейшим игроком на мировом рынке экспорта нефти и газа. Она является крупным деятелем на международных нефтегазовых рынках. Российская экономика направлена на экспорт природно-сырьевых ресурсов. Это является главной ее отличительной чертой.

Несомненным преимуществом Российской Федерации на международном рынке является развитая экспортная инфраструктура, включая трубопровод, относительно низкая долговая нагрузка, диверсифицированная система продаж, создание интегральных партнерств и нефтехимического кластера.

Но вместе с тем, присутствуют и некоторые проблемы. В большинстве своем они связаны с новыми санкциями, которые ввели США и негативным влиянием пандемии *COVID-19*.

Кроме этого имеются и другие проблемы. Такие как, например:

- ориентация экспорта России на Евросоюз, что означает зависимость России от настроений Евросоюза;
- экспорт переработанных энергоресурсов;
- незначительная доля рынка российских компаний на международной арене;
- отсутствие у России рычагов давления на конъюнктуру энергетических рынков мира.

Несмотря на имеющиеся проблемы, Россия сохраняет за собой роль ведущего игрока на мировом нефтегазовом рынке.

Исходя из изложенной выше информации, можно сделать вывод о том, что вопреки общеэкономическому кризису и низким мировым ценам на нефть, нефтегазовый комплекс России продолжает развиваться и двигаться вперед по своим многочисленным технологическим и географическим «маршрутам».

Энергетической стратегией России предусматривается комплекс первоочередных задач, направленных на достижение стратегических целей внешней энергетической политики России:

- обеспечение транспарентности энергетической политики Российской Федерации и координации ее Энергетической стратегии с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка;
- диверсификация экспортных энергетических рынков и товарной структуры экспорта;

- обеспечение стабильных условий на энергетических рынках, включая гарантированность спроса и обоснованные цены на основные продукты российского экспорта энергоресурсов;

- укрепление позиций ведущих российских энергетических компаний за рубежом;

- обеспечение эффективной международной кооперации по рисковым и сложным проектам в России в том числе по шельфовым проектам в арктических условиях.

Решение этих задач позволит России, при сохранении лидерства на мировом рынке энергоносителей, качественно изменить характер своего присутствия на энергетических рынках, диверсифицировать направленность и товарную структуры энергетического экспорта страны.

Для решения поставленных задач необходим системный подход к разработке и реализации внешней энергетической политики, учитывающий особенности и характер развития мировых энергетических рынков, изложенные в настоящей статье. Мир находится в преддверии коренной трансформации всего нефтегазового бизнеса, и эффективность внешней энергетической России будет зависеть от готовности к новым вызовам.

Список использованных источников

- 1 Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации (с изменениями на 7 июня 2016 года) : Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 31 марта 2015 года № 645. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/420286435> (дата обращения: 11.05.2020).
- 2 Аузан, А. А. Новая институциональная экономика / А. А. Аузан. – М.: Инфра-М, 2011. – 447 с.
- 3 Басовский, Л. Е. Экономическая теория / Л. Е. Басовский, Е. Н. Басовская. – М.: 2010. – 375 с.
- 4 Брагинский, О.Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 640 с.
- 5 Брагинский, О. Б. Цены на нефть: история, прогноз, влияние на экономику / О. Б. Брагинский. – М.: Рос. хим. ж., 2008. – 180 с.
- 6 Буньковский, Д. В. Прогнозирование эффекта от взаимодействия крупного и малого предпринимательства в нефтепереработке и нефтехимии / Д. В. Буньковский // Современная экономика: проблемы и решения. – 2019. – № 9. – С. 126–132.
- 7 Буньковский, Д. В. Создание интегрированной системы менеджмента как инновационный проект на нефтехимическом предприятии / Д. В. Буньковский // Вопросы управления. – 2018. – № 1. – С. 145–148.
- 8 Бучнев, А. О. Инновационное развитие возобновляемой энергетики: автореферат дис. кандидата экономических наук: 08.00.05 / А. О. Бучнев. – Москва, 2016. – 26 с.
- 9 Бушуев, В. В. Мировая энергетика – 2050 / В. В. Бушуев, А. М. Мастепанов, Н. К. Куричев, А. М. Белогорьев, А. И. Громов. – М.: ИД «Энергия», 2011. – 360 с.
- 10 Бушуев, В. Перспектива нефтяных цен / В. Бушуев, А. Молачиев // ТЭК России. – 2011. – № 6. – С. 18–20.

11 Воробьев, В. П. Проблемы перевода экономики Российской Федерации на шестой технологический уклад минуя пятый: методические аспекты / В. П. Воробьев // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. – 2019. – № 3. – С. 41–46.

12 Воробьева, Л. Е. Стратегия преодоления позднего выхода ПАО «Газпром» на мировой газовый рынок: монография // Волгоград: ВКГН, – 2018. URL: <http://vcgo.ru/scienceworknext.php> (дата обращения: 08.04.2020).

13 Гаврилов, В. П. Черное золото планеты / В. П. Гаврилов. – М. : Недра, 2013. – 160 с.

14 Газовая промышленность России: международные позиции, организационная и региональная структура // Бурение и нефть. – 2019. – URL : <http://burneft.ru/archive/issues/2019-10/1> (дата обращения: 12.04.2020).

15 Газпром. Поставки газа в страны бывшего Советского Союза. – URL: <https://www.gazprom.ru/about/marketing/cis-baltia/> (дата обращения: 01.05.2020).

16 Годовой отчет о деятельности ОАО Лукойл. – URL : http://www.lukoil.ru/materials/doc/annual_report_/LUKOIL_AR_2019_RU.(дата обращения: 30.05.2020).

17 Годовой отчет о деятельности ПАО Роснефть. – URL: https://www.rosneft.ru/document/a_report_2019.pdf. (дата обращения: 07.11.2020).

18 Годовой отчет ОПЕК. – URL : http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/publications/ASB2019.pdf. (дата обращения: 25.05.2020).

19 Годовые отчеты за 2015–2020 гг. – URL : <http://www.ereport.ru/stat.php>. (дата обращения: 03.01.2021).

20 Годовые отчеты Группы РусГидро за 2018–2020 гг. – URL: <http://www.rushydro.ru/investors/reports/> (дата обращения: 14.09.2020).

21 Гойхман, М. Нефть: опасные запасы / М. Гойхман // Teletrade. – 17 мая 2017. – URL: <https://www.teletrade.ru/analytics/blogs/raw/m.goikhman/3530002> (дата обращения: 18.05.2020).

22 Голованова, А. Е. Мировой рынок нефти: тенденции развития и специфика ценообразования / А. Е. Голованова, А. В. Ершова // Проблемы экономики,

финансов и управления производством: сб. науч. трудов вузов России. – 2014. – № 35. – С. 70–77.

23 Голубченко, Н. В. Соотношение затрат и цен на нефть и их влияние на экономику и бюджет страны / Н. В. Голубченко // Микроэкономика. – 2019. – № 1. – С. 4–15.

24 Горячева, А. О. Оценка влияния потенциальных шоков на мировой нефтяной рынок с использованием модели прогнозирования мирового рынка нефти / А. О. Горячева, Е. В. Грушевенко, Д. А. Грушевенко // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 5. – С. 37–42.

25 Громов, А. И. Энергетика России: взгляд в будущее. Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года : монография. – М.: Издательский дом «Энергия», 2010. – URL : http://www.energy-strategy.ru/editions/ES-2030_2011.htm#sod (дата обращения: 12.04.2020).

26 Гурвич Е. Е. Макроэкономическая оценка роли российского нефтегазового комплекса / Е. Е. Гурвич // Вопросы экономики. – 2019. – № 10. – С. 8–12.

27 Димурина, Н. Е. Этапы становления и развития мирового нефтяного рынка / Н. Е. Димутрина // Заметки ученого. – 2016. – № 7 (13). – С. 32–37.

28 Дробот, Е. В. Влияние пандемии COVID-19 на рынок труда США // Экономика труда. – 2020. – Том 7. – № 7. – С. 577–588.

29 Дробот, Е. В. Влияние пандемии COVID-19 на реальный сектор экономики / Е. В. Дробот, И. Н. Макаров, В. С. Назаренко, С. М. Манасян // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Том 10. – № 8. – С. 2135–2150.

30 Ерохина, Е. В. Угрозы реализации национальных интересов Российской Федерации в период после пандемии / Е. В. Ерохина, С. Н. Джергения // Экономическая безопасность. – 2020. – Том 3. – № 3. – С. 259–272.

31 Жилина, Л. Н. Особенности развития приграничного сотрудничества России и Китая / Л. Н. Жилина // Азимут научных исследований: экономика и управление. – 2019. – № 4. – С. 159–163.

32 Жуков, С. В. Мировой рынок нефти и газа: игроки и стратегии / С. В. Жуков – М.: ИМЭМО, – 2016 – 192 с.

33 Калинов, В. В. Активизация инновационных процессов в нефтегазовом комплексе России в контексте «заката нефтяной эры» / В. В. Калинов // Инновационная наука. – 2017. – № 2. – С. 135–138.

34 Кулькова, И. А. Адаптация поведения предпринимателей к вызванным пандемией коронавируса изменениям / И. А. Кулькова // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Том 10. – № 10. – С. 2529–2540.

35 Курилов, В. И. Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество: вчера, сегодня, завтра / В. И. Курилов // Владивосток: Издательство ДВФУ. – 2016. С. 275.

36 Масюк, А. В. Тенденции развития мирового рынка нефти / А. В. Масюк. – М., 2014. – 172 с.

37 Мельникова, С. Американский уголь почти засыпал «зеленую энергетику» Европы / С. Мельникова, А. Горячева // Экологический вестник России. – 2013. – № 4. – С. 18–23.

38 Мировой рынок нефти / ICC. – 19 октября 2018. – URL: <http://www.iccw-bo.ru/blog/2018/mirovoy-rynok-nefti-razvitie-tseny-i-moshenniki/> (дата обращения: 17.02.2020).

39 Мировой рынок природного газа : современные тенденции и перспективы // Аналитический центр при правительстве РФ. – 2019. – URL : <http://ac.gov.ru/files/-publication/a/2194.pdf> (дата обращения: 18.05.2020).

40 Миронова, Е. Н. Мировые цены на нефть: перспективы роста / Е. Н. Миронова // Нефть России. – 2018. – № 9. – С. 58–59.

41 Нефедова, К. П. Нефтегазовая вертикаль / К. П. Нефедова // Деловая пресса. – 2017. – № 5. – С. 25–29.

42 Носова, С. С. Экономическая теория / С. С. Носова. – М.: Русайнс, 2016. – 166 с.

43 ОПЕК: мировой рынок нефти далек от сбалансированности // Газета.ру. – 21 февраля 2017. – URL: <https://www.gazeta.ru/business/news/> (дата обращения: 17.03.2020).

44 Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 г. Прогноз Лукойл. – М., 2016. – 86 с.

45 Основные проекты «Газпром экспорт». – URL : <http://www.gazprom-export.ru/projects/> (дата обращения: 16.05.2020).

46 Официальный сайт Минэкономразвития. – URL: <http://economy.gov.ru/mines/main> (дата обращения: 05.04.2020).

47 Официальный сайт ПАО «Газпром». – URL: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 5.05.2020).

48 Порфирьев, Б. Н. Альтернативная энергетика и социальноориентированная экономика / Б. Н. Порфирьев, С. А. Рогинко // Санкт Петербургский государственный университет. – 2016. – № 3. – С. 4–19.

49 Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. / А. А. Макаров, Л. М. Григорьев, С. П. Филиппов. – М.: ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ, 2013. – 110 с.

50 Родионов, В. Г. Энергетика: проблемы настоящего и возможности будущего / В. Г. Родионов. – М.: ЭНАС, 2010. – 352 с.

51 Россия и Китай: новые перспективы сотрудничества в энергетической сфере // Аналитический центр при правительстве РФ. – URL : <http://ac.gov.ru/files/publication/a/4857.pdf> (дата обращения: 12.04.2020).

52 Руди, Д. Ю. Исследование проблемы децентрализованного энергоснабжения в развивающихся странах / Д. Ю. Руди // Молодой ученый. – 2018. – № 4 (190). – С. 45–48.

53 Савина, Н. П. Перспективы развития рынка нетрадиционных жидких углеводородов / Н. П. Савина // Международная торговля и торговая политика. – 2018. – № 3. – С. 76–86.

54 Сечин, И. И. Инвестиции в условиях неопределенности. Выступление президента компании «Роснефть» на саммите энергетических компаний на Петербургском международном экономическом форуме / И. И. Сечин // Эксперт. – 2016. – № 26. – С. 30–34.

55 Скиданов, Г. Н. Роль России в обеспечении природным газом стран Европы // Научная книга. – 2015. – URL: <http://ibook-edu.ru/books/174267> (дата обращения: 24.04.2020).

56 Стенников, В. А. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция / В. А. Стенников, Н. И. Воропай // Инновационная электроэнергетика – 2017. – № 21. – С. 272–290.

57 Соглашение ОПЕК+: как продление соглашения повлияет на цены на нефть? // forTrader. – 10 мая 2017. – URL: <https://fortrader.org/fundamental/cena-neft-prognoz/soglashenie-opek-budet-prodleno-3-prichiny-pochemu-cena-na-neft-ne-vyrastet.html> (дата обращения: 17.05.2020).

58 Степанов, Е. В. Зависимость экономики России от сырьевых ресурсов / Е. В. Степанов // Новая наука: финансово-экономические основы: материалы Международной научно-практической конференции. – 2019. – № 3. – С. 241–243.

59 Строганов, А. О. Российско-китайское сотрудничество в области энергетики / А. О. Строганов // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 1. – С. 1066–1071.

60 Телегина, Е. А. Мировой энергетический рынок и перспективы российского ТЭК (стратегическое управление развитием и энергобезопасность) / Е. А. Телегина // НЕФТЬ, ГАЗ И БИЗНЕС. – 2018. – № 4. – С. 25–26.

61 Токарев, А. Н. Анализ условий инновационного развития в нефтяной промышленности России / А. Н. Токарев // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – № 1. – С. 1–5.

62 Федеральная служба государственной статистики. – URL: <http://www.gks.ru>. (дата обращения: 12.04.2020).

63 Что такое пандемия согласно Всемирной организации здравоохранения // ТАСС, 11 марта 2020. – URL: <https://tass.ru/info/7952651> (дата обращения: 05.12.2020).

64 Шай, О. П. Организация отраслевых рынков. Теория и ее применение / О. П. Шай. – М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2014. – 503 с.

65 Шуплецов, А. Ф. Диверсификация российского экспорта нефти и нефтепродуктов / А. Ф. Шуплецов // Известия Байкал. – 2018. – № 6. – С. 889–895.

66 Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А. А. Макарова, Л. М. Григорьева, Т. А. Митровой. – М. : ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ, 2015. – 400 с.

67 Энергетические прогнозы на фоне кризиса // Аналитический центр при правительстве РФ. – URL: [https://ac.gov.ru/uploads/2 Publications/energo/energo_november_2020.pdf](https://ac.gov.ru/uploads/2%20Publications/energo/energo_november_2020.pdf) (дата обращения: 4.10.2020).

68 Энергетические рынки: Энциклопедия // Фонд знаний «Ломоносов». – URL: <http://www.lomonosov-fund.ru/enc/ru/encyclopedia:0131784:article> (дата обращения: 11.01.2020).

69 Энергетические связи России и Евросоюза: проблемы и перспективы // Аналитический центр при правительстве РФ. – URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/11236.pdf> (дата обращения: 11.04.2020).

70 Энергетическая стратегия России до 2030 года: перспективы развития нефтяной и газовой промышленности России // Наука. – 2017. – URL: <http://www.ipng.ru/publications/monographies/1083> (дата обращения: 11.05.2020).

71 Энергетический фактор в сотрудничестве России и ЕС // Аналитический центр при правительстве РФ. – 2017. – URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/15796.pdf> (дата обращения: 2.05.2018).